



ANALYSE

Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge

Von kleinen Stadtwerken bis zum Konzern – wie
gelingt die Finanzierung der Energienetze?



Bitte zitieren als:

Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025): Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge. Von kleinen Stadtwerken bis zum Konzern – wie gelingt die Finanzierung der Energienetze? <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/investitionen-in-eine-zukunftsfaehige-daseinsvorsorge>

Analyse

Investitionen in eine zukunftsfähige Daseinsvorsorge.

Von kleinen Stadtwerken bis zum Konzern – wie gelingt die Finanzierung der Energienetze?

Erstellt von

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

In Kooperation mit

Stiftung Denkfabrik Klimaneutralität

Friedrichstraße 155–156 | 10117 Berlin

T +49 (0)30 62939 4639

www.stiftung-klima.de

info@stiftung-klima.de

Dezernat Zukunft

Chausseestraße 111 | 10115 Berlin

T +49 30 439 7385 20

www.dezernatzukunft.org

info@dezernatzukunft.org

Projektleitung

Anna Kraus | anna.kraus@agora-energiewende.de

Frederik Digulla | frederik.digulla@stiftung-klimaneutralitaet.de

Janek Steitz | janek.steitz@dezernat.org

Autorinnen und Autoren

Anna Kraus, Niels Wauer, Uta Weiß, Mareike Herrndorff (Agora Energiewende); Frederik Digulla (Stiftung Klimaneutralität); Janek Steitz, Mediha Inan, Nicolas Gassen (Dezernat Zukunft).

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diese Analyse möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken möchten wir uns daher bei Charlotte Bodenmüller, Julia Bläsius, Max Ostermayer, Dr. Barbara Saerbeck, Alexandra Steinhardt, Victor Wagner, Flores Wilz, Anja Werner (alle Agora Energiewende); Jonas Rogoll, Christian Sarpey (alle Stiftung Klimaneutralität), Axel Kölschbach Ortego (Dezernat Zukunft).

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Strom- und Wärmenetze bilden das Rückgrat einer klimaneutralen Energieversorgung. Sie ermöglichen Heizen ohne Gas und Öl, das Laden von E-Autos und klimaneutrale Industrieprozesse. Für den Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur müssen deshalb bis 2045 rund 600 Milliarden Euro investiert, und bis zu 63 Milliarden Euro zusätzliches Eigenkapital mobilisiert werden.

Die Unternehmen, die diese Summe aufbringen müssen, unterscheiden sich erheblich. Von kleinen Stadtwerken bis zum großen Konzern sind rund 900 Unternehmen für die Netze zuständig. Die vorliegende Studie zeigt: Während große Unternehmen das Kapital in der Regel beschaffen können, stoßen kleinere, kommunale Versorger schnell an finanzielle Grenzen. Das gilt insbesondere dann, wenn

ihre kommunalen Gesellschafter ohnehin schon mit Haushaltslöchern kämpfen.

Damit die Energiewende in ganz Deutschland gelingt, müssen alle Energieversorger investieren können. Die hier vorgeschlagenen Maßnahmen – insbesondere Kreditgarantien und öffentliche Eigenkapitalbereitstellung – sind auf die Bedürfnisse der unterschiedlichen Unternehmen abgestimmt. So werden alle Energieversorger handlungsfähig, ohne die kommunale Daseinsvorsorge zu schwächen.

Julia Bläsius

Direktorin Deutschland, Agora Energiewende

Thomas Losse-Müller

Direktor, Stiftung Klimaneutralität

Janek Steitz

Direktor, Dezernat Zukunft

→ Ergebnisse auf einen Blick

- 1 **Die Modernisierung der Energieinfrastruktur stellt Energieversorger vor finanzielle Herausforderungen.** Die kommenden zehn Jahre sind entscheidend. Die rund 900 Energieversorger brauchen unter derzeitigen Bedingungen bis zu 68 Milliarden Euro zusätzliches Eigenkapital bis 2035, um den Ausbau von Strom- und Wärmenetzen sowie die schrittweise Stilllegung von Gasverteilnetzen zu finanzieren. Anpassungen am Finanzierungsrahmen können den Bedarf auf 12 Milliarden Euro senken; ein Fondsmodell kann die Lücke schließen.
- 2 **Von kleinen Stadtwerken bis zum großen Konzern unterscheiden sich die Energieversorger in ihren Finanzierungsmöglichkeiten stark.** Eine Clusterung in sieben Energieversorger-Typen zeigt: Die meisten großen Unternehmen können das nötige Kapital über Bestandsgesellschafter beschaffen. Hingegen brauchen vor allem kleine, kommunale Unternehmen zusätzliches Eigenkapital, das viele kommunale Eigentümer nicht bereitstellen können. Das gilt besonders, wenn die Kommunen ohnehin schon mit Haushaltslöchern kämpfen.
- 3 **Ein Maßnahmenmix macht alle Energieversorger finanziell handlungsfähig.** Vor allem staatliche Kreditgarantien verbessern den Zugang zu Fremdkapital. Um zusätzliches Eigenkapital bereitzustellen, gliedern die Energieversorger einzelne Netzprojekte in Projektgesellschaften aus. Eine bundes- oder landeseigene Gesellschaft kann diese Gesellschaften über ein Fondsmodell bündeln. Staatliche und private Mittel können hier zusammenfließen und so frisches Eigenkapital mobilisieren.
- 4 **Die Investitionsoffensive in Energienetze bis 2035 wirkt: sie stärkt dauerhaft Wettbewerbsfähigkeit, Daseinsvorsorge und Versorgungssicherheit.** Nach zehn Jahren ist der Löwenanteil geschafft; dann kann sogar Eigenkapital zurückgeführt werden. So können alle saubere, sichere und bezahlbare Energie erhalten – unabhängig von der Finanzlage ihrer Kommune. Für Unternehmen sind moderne Energienetze Voraussetzung, um im Strukturwandel wettbewerbsfähig zu bleiben: investiert wird, wo es Netzanschlüsse gibt.

Inhalt

Abbildungsverzeichnis	5
Zusammenfassung	6
1 Energieinfrastruktur für ein klimaneutrales Deutschland: Eine Frage der Investitionen	11
1.1 Energieversorgungsunternehmen als zentrale Umsetzer von Infrastrukturinvestitionen	11
1.2 Investitionsbedarfe in die Infrastruktur für ein klimaneutrales Deutschland	12
2 Wie können sich Energieversorgungsunternehmen finanzieren? Ein Überblick	15
2.1 Energieversorgungsunternehmen in Deutschland: kleinteilige Landschaft, große Unterschiede	15
2.2 Möglichkeiten zur Finanzierung von Infrastrukturinvestitionen	19
2.3 Finanzierungshintergrund: Krise der Kommunalfinanzen	20
3 Investitionsfähigkeiten und -bedarfe: Blick auf sieben typische Energieversorger	24
3.1 Methodisches Vorgehen	24
3.2 Energieversorger-Cluster im Überblick	26
3.3 Kleine, klassische Stadtwerke	29
3.4 Kleine, hochverschuldete Stadtwerke	32
3.5 Kleine, wohlhabende Stadtwerke	35
3.6 Mittlere Regionalbetreiber	38
3.7 Mittelgroße Stadtwerke	41
3.8 Öffentliche Energiekonzerne	44
3.9 Private Energiekonzerne	47
4 Investition in die Zukunft: Ein Finanzierungsrahmen für den klimaneutralen Umbau der Energienetze	50
4.1 Finanzierungs- und Eigenkapitalzuschussbedarfe aller Energieversorger	50
4.2 Eigenkapitallücke und politischer Handlungsbedarf bis 2035	54
4.3 Kennzeichen eines zukunftsfähigen Finanzierungsrahmens	55
4.4 Hintergrund: Kommunalfinanzen und Renditeerwartungen	57
4.5 Handlungsempfehlungen: ein Politikmix zur Ermöglichung der Infrastrukturinvestitionen	59
Anhang: Annahmen der Sensitivitäten	68
Literaturverzeichnis	72

Abbildungsverzeichnis

- Abb. 1** Clusterung der Energieversorger: sieben typische Energieversorger und ihre Finanzierungsfähigkeit
- Abb. 2** Investitionsbedarfe in Strom- und Gasverteilnetze sowie Fernwärme
- Abb. 3** Energieversorgungsunternehmen in Deutschland
- Abb. 4** Bilanzsummen der Energieversorgungsunternehmen in drei Größenklassen, 2021
- Abb. 5** Eigenkapitalquoten der Energieversorgungsunternehmen*, 2021
- Abb. 6** Verhältnis von Eigenkapitalquote und Bilanzsumme der Energieversorgungsunternehmen, 2021
- Abb. 7** Finanzierungsarten eines Unternehmens, Zuordnung zu Bilanzposten sowie Auswirkungen auf die Unternehmensverschuldung
- Abb. 8** Exemplarische Organisation der kommunalen Daseinsvorsorge
- Abb. 9** Pro-Kopf-Verschuldung der Gemeinden und Gemeindeverbände
- Abb. 10** Clusterung der Energieversorgungsunternehmen
- Abb. 11** Übersicht und Auswertung der Energieversorger-Cluster
- Abb. 12** Cluster *Kleine, klassische Stadtwerke* – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045
- Abb. 13** Cluster *Kleine, klassische Stadtwerke* – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 14** Cluster *Kleine, hochverschuldete Stadtwerke* – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045
- Abb. 15** Cluster *Kleine, hochverschuldete Stadtwerke* – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 16** Cluster *Kleine, wohlhabende Stadtwerke* – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045
- Abb. 17** Cluster *Kleine, wohlhabende Stadtwerke* – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 18** Cluster *Mittlere Regionalbetreiber* – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045
- Abb. 19** Cluster *Mittlere Regionalbetreiber* – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 20** Cluster *Mittelgroße Stadtwerke* – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045
- Abb. 21** Cluster *Mittelgroße Stadtwerke* – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 22** Cluster *Öffentliche Energiekonzerne* – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045
- Abb. 23** Cluster *Öffentliche Energiekonzerne* – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 24** Cluster *Private Energiekonzerne* – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045
- Abb. 25** Cluster *Private Energiekonzerne* – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 26** Eigenkapitalzuschussbedarfe pro Cluster, 2021–2045
- Abb. 27** Clusterübergreifende Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045
- Abb. 28** Eigenkapitalzuschussbedarfe pro Cluster, 2021–2045, Base Case inklusive Eigenkapitalzins-Aufschlag
- Abb. 29** Clusterübergreifende Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045, inklusive Eigenkapitalzins-Aufschlag
- Abb. 30** Verbleibender Eigenkapitalbedarf für Fonds-Modell nach Nutzung anderer Finanzierungsmöglichkeiten
- Abb. 31** Übersicht Projektgesellschaften auf Ebene eines EVU und mögliche Bündelung von Projektgesellschaften in einer Auffanggesellschaft

Zusammenfassung

Die Erreichung der Klimaziele und die Gewährleistung einer bezahlbaren, verlässlichen und unabhängigen Energieversorgung hängen unmittelbar vom umfassenden Umbau der Energieinfrastruktur ab. Leistungsstarke Stromverteilnetze sowie Wärmenetze bilden das Rückgrat einer zukunftsfähigen Daseinsvorsorge. Der Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur und der Wandel hin zu einer von fossilen Importen unabhängigen Energieversorgung machen das deutsche Energiesystem resilenter, schützen vor externen Preisschocks und bieten darüber hinaus Chancen für Wertschöpfung und gesellschaftliche Teilhabe vor Ort. Für Unternehmen sind moderne Energienetze Voraussetzung, um im Strukturwandel wettbewerbsfähig zu bleiben: investiert wird, wo Netzanschlüsse vorhanden sind.

Für den Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur fallen bis zum Jahr 2045 Gesamtinvestitionen in Höhe von rund 627 Milliarden Euro an. Mit über 400 Milliarden Euro schlagen dabei der Ausbau und die Modernisierung leistungsstarker Stromnetze zu Buche, die dem steigenden Strombedarf in Deutschland gerecht werden müssen. In der Wärmeversorgung rücken wiederum neben dezentralen Wärmepumpen vor allem Wärmenetze in den Fokus. Auf den Ausbau dieser Netze und die Umstellung zur erneuerbaren Wärmeerzeugung entfallen rund 200 Milliarden Euro. Die Erdgasnutzung zur Gebäudebeheizung und in Industrieprozessen nimmt dagegen ab, was den Bedarf an Erdgasverteilnetzen senkt. Ein Großteil der Erdgasverteilnetze wird daher stillgelegt; für die verbleibende Instandhaltung und die Transformation der Gasverteilinfrastruktur fallen rund 22 Milliarden Euro an. (Agora Energiewende, 2024; IMK, 2024)

Getragen werden die notwendigen Infrastruktursturinvestitionen auf lokaler Ebene durch knapp 900 Energieversorger¹. Diese betreiben die regulierten Strom- und Gasverteilnetze sowie Nah- und Fernwärmennetze in Deutschland. Ein Großteil der betreffenden Unternehmen ist aus historischen Gründen communal verankert, wobei die Kommunen oft auch (Haupt-)Gesellschafterin der Energieversorger sind. Vor diesem Hintergrund übernehmen viele Energieversorger noch weitere Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge wie die Wasserversorgung oder den Betrieb des Bäderwesens und des öffentlichen Nahverkehrs. Die Kommunalfinanzen haben für das Jahr 2024 allerdings das größte Defizit in der Geschichte der Bundesrepublik aufgewiesen. Angespannte Finanzlagen oder Überschuldung der Kommunen wirken sich oft auch auf den finanziellen Handlungsspielraum der communal verankerten Energieversorger aus – was wiederum die Investitionskraft dieser Unternehmen einschränkt. Neben den kommunalen Energieversorgern gibt es zudem wenige privat betriebene, überregional agierende Energieversorger, die jeweils eine große Zahl von Haushalten versorgen.

In ihren Finanzierungsmöglichkeiten unterscheiden sich die Energieversorger stark – alle müssen die Investitionen bewältigen können. Die vorliegende Analyse zeigt, dass die Bilanzsummen der Energieversorger von wenigen Millionen bei kleinen Stadtwerken bis in den zweistelligen Milliardenbereich bei großen Energiekonzernen reichen. Auch die Eigenkapitalquote der Unternehmen schwankt stark, zwischen weniger als 10 Prozent bis zu über 90 Prozent. Dementsprechend unterschiedlich sind

¹ Energieversorgungsunternehmen im Sinne der vorliegenden Analyse sind Unternehmen in der Energieversorgungsbranche, die Netzbetreiber sind und gegebenenfalls Strom, Gas oder Fernwärme vertreiben; wobei reine Vertriebe, also Unternehmen ohne Netzbetrieb, ausgeschlossen sind. Bei komplexeren Unternehmensstrukturen wie Konzernen beziehungsweise Mutter- und Tochterunternehmen sind im Folgenden stets die Mutterunternehmen aufgeführt.

die Möglichkeiten der Energieversorger, Kapital zu beschaffen und Investitionen in Infrastruktur zu tätigen. Unabhängig von diesen Unterschieden gilt: Alle Unternehmen müssen beim Umbau der Infrastruktur erfolgreich sein, um den Haushalten in den versorgten Kommunen eine zuverlässige, klimaneutrale Versorgung zu ermöglichen.

Eine Clusterung der Energieversorger in vergleichbare Gruppen ermöglicht eine tiefgehende Analyse ihrer Investitionsbedarfe und Finanzierungsfähigkeit. Faktoren für die Clusterung der Versorgerlandschaft der vorliegenden Analyse sind die Unternehmensgröße, die Anzahl der jeweils versorgten Kommunen, die Eigentümerstruktur und die Eigenkapitalausstattung der Energieversorger. Das Ergebnis: Sieben Energieversorger-Cluster, die die Landschaft der Energieversorger in Deutschland verständlich machen und die jeweilige Finanzierungsfähigkeit verdeutlichen.

→ **Kleine, klassische Stadtwerke** betreiben in einer oder zwei Kommunen Energienetze und übernehmen meist noch andere Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge. Die Kommune ist in fast allen Fällen Haupt-Eigentümerin. Im Zeitraum 2026–2045 müssen diese Stadtwerke rund 35 Milliarden Euro in ihre Energieinfrastrukturen investieren. Dafür brauchen sie frisches Eigenkapital. Denn die Möglichkeiten zur Fremdkapitalaufnahme sind für solche kleinen, kommunalen Unternehmen beschränkt. Zudem ist eine Innenfinanzierung der erforderlichen Infrastrukturmaßnahmen durch Einbehaltung und Reinvestition von Unternehmensgewinnen nur selten möglich, da die kleinen Betriebe in der Regel einen zentralen Beitrag zur Finanzierung der kommunalen Daseinsvorsorge leisten müssen.

→ **Kleine, hochverschuldete Stadtwerke**, die in der Regel ebenfalls nur eine Kommune versorgen, leiden unter einer sehr schlechten Kapitalausstattung. Ursache dieser prekären finanziellen Lage ist in vielen Fällen, dass die Unternehmen in den vergangenen Jahrzehnten hohe Ausschüttungen an die besitzenden Kommunen leisten mussten. Diese Unternehmen haben keinen Spielraum, zusätzliches Fremdkapital aufzunehmen oder die

Innenfinanzierung auszuweiten. Daher brauchen sie für die rund 3 Milliarden Euro Investitionsbedarf frisches Eigenkapital.

→ **Kleine, wohlhabende Stadtwerke** versorgen ebenfalls meist nur eine Kommune, die zugleich Haupt-Eigentümerin ist. Im Gegensatz zu anderen kleinen kommunalen Energieversorgern befinden sie sich in einer außergewöhnlich komfortablen finanziellen Situation. Mit einer durchschnittlichen Eigenkapitalquote von fast 82 Prozent sind sie praktisch schuldenfrei und verfügen über erhebliche finanzielle Reserven. In den meisten Fällen gehören die Unternehmen wohlhabenden Kommunen, die nicht auf regelmäßige Erträge aus den Stadtwerken angewiesen sind. Ihren Investitionsbedarf von insgesamt rund 3 Milliarden Euro können sie gut stemmen.

→ **Mittlere Regionalbetreiber** sind in der Regel kommunal verankerte Unternehmen, die allerdings in größeren regionalen Gebieten Infrastruktur betreiben: Im Schnitt versorgen sie rund 46 Gemeinden mit Energienetzen. Die überregionale Struktur ermöglicht ihnen einerseits, Aufgaben zu bündeln, Organisationsprozesse zu optimieren und Kosten zu senken, andererseits erfordert die Abstimmung mit verschiedenen Kommunen aber auch erhebliche Ressourcen. Die Cashflows sind aufgrund der heterogenen und oft ländlichen Versorgungsgebiete eher gering bis moderat, die Netzkosten pro Anschluss zudem höher als in verdichteten, städtischen Gebieten. Für die insgesamt rund 44 Milliarden Euro Investitionsbedarf werden einige Unternehmen dieses Clusters zusätzliches Eigenkapital benötigen.

→ **Mittelgroße Stadtwerke** sind communal gehaltene Unternehmen in mittelgroßen Städten mit solider Finanzlage. Auch wenn in ihrer Geschäftstätigkeit und ihrem Selbstverständnis ebenfalls die Daseinsvorsorge dominiert, agieren sie im Gegensatz zu den kleinen Stadtwerken oft stärker wirtschaftlich. Ihre Größe ermöglicht ihnen professionellere Organisationsstrukturen und eine leichtere Einwerbung von Fremdkapital. Eine eher niedrige Ausschüttungsquote von durchschnittlich rund 40 Prozent erlaubt den Unternehmen dieses Clusters eine starke Innenfinanzierung. Für sie fallen rund 126 Milliarden Euro an Investitionen in

die Energieinfrastruktur an. Trotz der im Durchschnitt starken Innenfinanzierungskraft in diesem Cluster sind einige Unternehmen insbesondere bis Mitte der 2030er-Jahre auf die Zuführung von Eigenkapital angewiesen.

→ **Öffentliche Energiekonzerne** sind kommunal gehaltene Großunternehmen. Meist als klassische Stadtwerke entstanden, haben sie ihr Geschäft im Zeitverlauf überregional ausgeweitet. Im Durchschnitt versorgen sie knapp 100 Kommunen mit Strom-, Gas- und Fernwärmennetzen. Daneben betreiben sie in ihren Heimatorten häufig noch weitere Sparten der Daseinsvorsorge. Die Unternehmen profitieren von sehr hohen Cashflows und einem großen Anlagenbestand. Die absolute Bilanzgröße von durchschnittlich 1,8 Milliarden Euro eröffnet ihnen Zugang zu kapitalmarktnahen Finanzierungen und strukturierten

Partnerschaften. Ihre Möglichkeiten zur Einwerbung von Fremdkapital reizen diese investitionsstarken Unternehmen aus. Im Zeitraum 2026–2045 müssen die öffentlichen Energiekonzerne rund 291 Milliarden Euro in ihre Energieinfrastrukturen investieren. Ein Teil der Unternehmen dieses Clusters wird dafür zusätzliches Eigenkapital benötigen.

→ **Private Energiekonzerne** sind die einzige Gruppe an Energieversorgern, die mehrheitlich in privatem Besitz sind. Als überregionale Netzbetreiber versorgen sie mit durchschnittlich 617 Kommunen besonders viele Gebietskörperschaften mit Energieinfrastruktur. Dabei fokussieren sie sich stark auf das Energiekerngeschäft; keine Rolle spielen hingegen typische kommunale Aufgaben zur Daseinsvorsorge wie Schwimmbadbetrieb oder öffentlicher Nahverkehr. Finanziell sind die

Clusterung der Energieversorger: sieben typische Energieversorger und ihre Finanzierungsfähigkeit

→ Abb. 1

Energieversorger-Cluster	Versorgte Kommunen Durchschnitt	Bilanzsumme in Mio. EUR Durchschnitt	Eigenkapital-quote Durchschnitt	Investitions-fähigkeit	Bedarf externer Eigenkapital-zuführung
Kleine, klassische Stadtwerke	2	21	45 %	sehr begrenzt	größtenteils nötig
Kleine, hochverschuldete Stadtwerke	1	18	12 %	niedrig	zwingend nötig
Kleine, wohlhabende Stadtwerke	1	14	82 %	hoch	nicht nötig
Mittlere Regionalbetreiber	46	200	38 %	begrenzt	teilweise nötig
Mittelgroße Stadtwerke	3	120	34 %	begrenzt	teilweise nötig
Öffentliche Energiekonzerne	101	2.200	29 %	sehr begrenzt	größtenteils nötig
Private Energiekonzerne	617	2.200	56 %	hoch	nicht nötig

Unternehmen stark aufgestellt und verfügen über einen sehr guten Zugang zu Kapitalmärkten. Die Cashflows sind aufgrund von Größe, Kostenvorteilen und einem fokussierten, regulierten Asset-Portfolio hoch und planbar. Gewinne werden in der Regel an die Muttergesellschaften weitergegeben, dort in Form von Dividenden und Aktienrückkäufen an die Gesellschafter verteilt und mit dem Ziel, das Geschäft auszuweiten, außerdem reinvestiert. Den Investitionsaufwand von rund 124 Milliarden Euro bis 2045 können die Unternehmen mit den richtigen Rahmenbedingungen auch ohne die Zuführung von zusätzlichem Eigenkapital bewältigen.

Insgesamt benötigen die Energieversorgungsunternehmen bis zu 68 Milliarden Euro zusätzliches Eigenkapital bis 2035, um hinreichend Fremdkapital mobilisieren und so die Investitionen stemmen zu können. Der Löwenanteil der Investitionen steht bis 2035 an – danach sinken Investitions- und Eigenkapitalbedarfe wieder. Ab den 2040er Jahren kann sogar in vielen Unternehmen Eigenkapital zurückgeführt werden.

Der zusätzliche Eigenkapitalbedarf muss politisch adressiert werden – mit gezielten Maßnahmen lässt sich die Lücke schließen. Höhere Fremdkapitalanteile der Finanzierung können den Zuschussbedarf an frischem Eigenkapital auf knapp 30 Milliarden Euro bis 2035 senken. Eine Erhöhung der Innenfinanzierung wird aufgrund der ohnehin angespannten Finanzlage der kommunalen Eigentümer nur beschränkt nutzbar sein – insbesondere die wohlhabenden Stadtwerke können dennoch hiervon Gebrauch machen. Private Energiekonzerne haben gute Möglichkeiten, über Bestandgeschafter zusätzliches Eigenkapital zu erreichen. Nach Nutzung dieser Möglichkeiten verbleibt eine Eigenkapitallücke von knapp 12 Milliarden Euro, die nicht durch die Bestandsgeschafter bereitgestellt werden kann. Ein Fondsmodell über eine bundes- oder landeseigene Gesellschaft kann diese Lücke schließen, auch unter Beteiligung von privaten Investoren.

Ein gezielter Politikmix ermöglicht allen Energieversorger die nötigen Investitionen. Dabei sollten

zunächst Fremdkapitalpotenziale gehobelt werden: das ist die günstigste Form der Finanzierung. Eigenkapitalinstrumente mobilisieren darüber hinaus notwendiges Kapital.

1. Fremdkapital-Potenziale heben

- **Gezielte Programme zum Aufbau von Finanzierungs-Know-How** sollten insbesondere kleinere Stadtwerke dabei unterstützen, Kapitalstrukturen effizienter zu steuern und Fremdkapitalquellen zu diversifizieren.
- **Staatliche Kreditgarantieprogramme** sollten vor allem bei kleinen kommunalen Eigentümern oder hohem Investitionsrisiko Banken und andere Fremdkapitalgeber gegen Ausfallrisiken absichern und so zur Erhöhung der Fremdkapitalquote vieler Energieversorger beitragen.
- **Staatliche oder staatlich abgesicherte Kreditaufkaufprogramme** sollten Banken darüber hinaus befähigen, ihre Kredite an Energieversorgungsunternehmen auszuweiten.
- **Regulatorische Anpassungen** können weitere positive Anreize setzen. Der von der Bundesnetzagentur geplante Ansatz einer pauschalisierten Kapitalstruktur (sogenannter *Weighted Average Cost of Capital* (WACC) Ansatz) würde es EVU erlauben, ihre Kapitalstruktur flexibler zugunsten von Fremdkapital zu steuern und ist daher zu begrüßen.

2. Zusätzliches Eigenkapital mobilisieren

- **Zufuhr von öffentlichem Eigenkapital für besonders betroffene Energieversorgungsunternehmen** sollte vor allem die Finanzierungskraft kleiner, hochverschuldeter und kleiner, klassischer Stadtwerke sowie öffentlicher Energiekonzerne stärken. Da sich der Staat vergleichsweise günstig refinanzieren kann, hält das die Kosten der Eigenkapitalbereitstellung relativ gering. Erfolgreich sind solche Eigenkapitalzuführungen insbesondere bei spezifischen Infrastrukturprojekten einzelner Unternehmen, die über Projektgesellschaften oder Sales-and-Lease-Back-Ansätze umgesetzt

werden. In einer landes- oder bundeseigenen Gesellschaft ließen sich solche Beteiligungen bündeln und zudem attraktiver für private Investoren machen (siehe 3.).

- **Möglichkeiten zur Eigenkapitalerhöhung** sollten die Bestandsgeschafter von Energieversorgungsunternehmen ausschöpfen – dies wird jedoch nur für einen Bruchteil der Unternehmen möglich sein, insbesondere bei denen mit wohlhabenden Kommunalgeschaftern oder privaten Eigentümern.
- **Eine grundlegende Reform der föderalen Finanzbeziehungen** sollte mittelfristig wesentlich dazu beitragen, die Finanzierungsfähigkeit bestehender kommunaler Geschafter zu verbessern.

3. Staatliche Auffanggesellschaft gründen und Finanzierungsquellen bündeln

- Eine **bundes- oder landeseigene „Auffanggesellschaft“²** könnte jene Investitionsprojekte für den Infrastrukturmabau, die durch die betreffenden Energieversorger finanziell nicht zu bewältigen sind, integrieren und finanzieren. Als Umsetzungsvehikel könnte sie so Finanzierungsquellen bündeln, private Geldgeber einbeziehen und

gegebenenfalls eine Verbriefung von Finanzierungen ermöglichen. Eigenkapitalzuführungen durch Beteiligung privater Investoren wären genauso möglich wie eine zusätzliche Einwerbung von Fremdkapital. Ebenso könnten Kreditgarantien gegenüber einem Pool verschiedener Fremdkapitalgeber abgegeben werden, deren Mittel im Rahmen eines Fondsmodells gebündelt werden.

- Unter dem Dach **eines Deutschlandfonds** können diese Ansätze integriert werden.

4. Begrenzte Möglichkeiten der Thesaurierung nutzen

- **Behutsame Mindestanforderungen an Thesaurierungsquoten** bei Nutzung anderer Instrumente, zum Beispiel staatlichen Kreditgarantien, könnten die Fähigkeit vieler Energieversorger zur Innenfinanzierung moderat stärken – weil geringere Gewinnanteile ausgeschüttet werden würden und somit dem Unternehmen mehr Gewinn erhalten bliebe. Dieser Hebel unterliegt allerdings engen Grenzen, sowohl durch die finanziellen Möglichkeiten der (kommunalen) Bestandseigentümer als auch durch die Notwendigkeit, übermäßige Verbraucherbelastungen durch höhere Renditen zu vermeiden.

² Wie bereits von BET (2025) vorgeschlagen.

1 Energieinfrastruktur für ein klimaneutrales Deutschland: Eine Frage der Investitionen

1.1 Energieversorgungsunternehmen als zentrale Umsetzer von Infra- strukturinvestitionen

Die Erreichung der deutschen Klimaziele sowie die Sicherstellung einer bezahlbaren und verlässlichen Energieversorgung hängen unmittelbar vom umfassenden Umbau der Energieinfrastruktur ab. Bis 2045 müssen in Wohngebäuden rund 20 Millionen klimaneutrale Heizungen die bisherigen fossil befeuerten Kessel ersetzen, individuelle Mobilität elektrifiziert und industrielle Prozesse auf strombasierte Verfahren wechseln. Dazu braucht es eine leistungsstarke Energieinfrastruktur.

Ein solcher Umbau der Energieinfrastruktur bringt auch wirtschafts- und geopolitische Vorteile: Weil eine von fossilen Importen unabhängige Energieversorgung resilenter gegen Störungen, weniger anfällig für externe Preisschocks und darüber hinaus eine Chance zur Wertschöpfung und zur gesellschaftlichen Teilhabe vor Ort ist. Zudem stärkt der Systemwechsel die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft, indem diese Anschluss an den weltweiten Trend zur Elektrifizierung behält. Denn längst sind strombasierte Technologien Wachstumstreiber der Weltwirtschaft, wie der massive globale Anstieg von Investitionen in Erneuerbare Energien, Batteriespeicher, Stromnetze und Elektrofahrzeuge verdeutlicht (BloombergNEF, 2025).

Den größten Anteil an Investitionen für den Umbau der Energieinfrastruktur in Deutschland werden die Energieversorger tätigen. Es gibt in Deutschland

knapp 900 Energieversorgungsunternehmen (EVU),³ die entsprechende Infrastruktur auf lokaler Ebene bereitstellen. Sie betreiben die regulierten Strom- und Gasverteilnetze sowie die Nah- und Fernwärmennetze und versorgen Haushalte so mit Wärme, Strom und Gas. In vielen Fällen übernehmen sie zudem weitere Aufgaben der öffentlichen Daseinsvorsorge. Dazu gehören beispielsweise die Wasserversorgung und die Abwasserentsorgung, die Abfallwirtschaft, der Betrieb des öffentlichen Nahverkehrs und des Bäderwesens sowie der Ausbau von Glasfasernetzen.

Das wirtschaftliche Umfeld der EVU wird sich bis 2045 stark verändern: Das Gasgeschäft wird zunehmend an Bedeutung verlieren, sodass die Unternehmen in dieser Sparte Gewinnrückgänge antizipieren müssen. Zugleich bietet sich ihnen die Chance, mit bestehendem Know-how und Personal alternative Wärmeversorgungsangebote bereitzustellen. Neben dem Ausbau des Fernwärmegeschäfts wird diese Entwicklung auch neue Geschäftsmodelle befördern, zum Beispiel den Betrieb von Nahwärmennetzen oder Angebote zum Wärmepumpen-Leasing. Aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung bislang vorwiegend fossil versorgter Sektoren wird sich zudem der Gesamtstrombedarf deutlich erhöhen, der Stromabsatzmarkt der EVU somit vergrößern. Die EVU als Stromverteilnetzbetreiber sind in diesem Feld wichtige Akteure, um die Stromangebots- und -nachfrageseite künftig stärker aufeinander abzustimmen: neue Systemanforderungen müssen im Verteilnetz umgesetzt werden. Dazu gehört, dass sie den Netzzustand und -ausbaubedarf auch niedrigerer

³ Energieversorgungsunternehmen im Sinne der vorliegenden Analyse sind Unternehmen in der Energieversorgungsbranche, die Netzbetreiber sind und gegebenenfalls Strom, Gas oder Fernwärme vertreiben; wobei reine Vertriebe, also Unternehmen ohne Netzbetrieb, ausgeschlossen sind. Bei komplexeren Unternehmensstrukturen wie Konzernen beziehungsweise Mutter- und Tochterunternehmen sind im Folgenden stets die Mutterunternehmen aufgeführt.

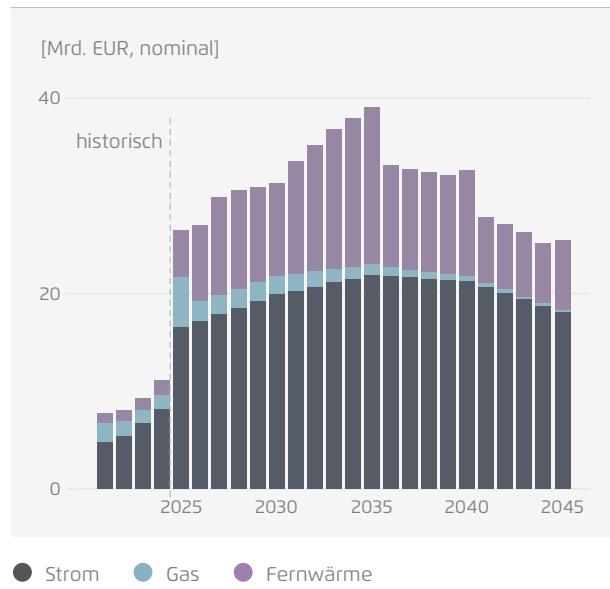
Spannungsebenen genauer ermitteln und *Smart-Meter*-Messwerte zur Messung und Steuerung der Stromnachfrage nutzen. Außerdem werden die Betreiber zunehmend Dienstleistungen zur Systemstabilisierung anbieten, beispielsweise die Laststeuerung dezentraler Verbraucher wie Elektroautos oder Wärmepumpen. Solche Anforderungen gehen mit einem hohen Investitions- und Modernisierungsbedarf der Verteilnetze einher, unter anderem weil der Netzbetrieb angesichts der neuen Herausforderungen deutlich stärker als bislang digitalisiert werden muss.

Einige Energieversorger in Deutschland sind große privatwirtschaftliche Konzerne, die mehrere Millionen Haushalte versorgen. Andere sind kleine kommunale Akteure in Dörfern und Kleinstädten mit nur wenigen Dutzend Beschäftigten. Unabhängig von diesen Unterschieden gilt: Alle Unternehmen müssen beim Umbau der Energieinfrastruktur erfolgreich sein – ohne ihre Kundinnen und Kunden übermäßig zu belasten. Das Ausscheiden einzelner Unternehmen aus dem Markt ist meist keine Option, da viele ihrer Geschäftsbereiche natürliche Monopole darstellen. Wie schnell eine Kommune Treibhausgasemissionen mindern kann, wird deshalb wesentlich durch das Transformationstempo des dort zuständigen Energieversorgungsunternehmens bestimmt. Plastisch ausgedrückt: Ist das Stromverteilnetz zu leistungsschwach, können Haushalte weder Wärmepumpen betreiben noch ihr Elektroauto zuhause laden. Ohne *Smart Meter* werden Verbraucherinnen und Verbraucher ihre Nachfrage zudem nicht flexibilisieren. Und ohne Fernwärmennetz werden viele Gebäude in der Innenstadt auch weiterhin mit fossilem Gas und Öl geheizt.

1.2 Investitionsbedarfe in die Infrastruktur für ein klimaneutrales Deutschland

Kurz- und mittelfristig erfordern Um- und Ausbau der Energieinfrastruktur in Deutschland erhebliche Investitionen, denen auf lange Sicht die Einsparungen bei den Brennstoffkosten gegenüberstehen. Konkret ist für die Umstellung der Strom- und Wärmeinfrastruktur auf Ebene der EVU bis 2045 mit

Investitionsbedarfe in Strom- und Gasverteilnetze sowie Fernwärme → Abb. 2



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024). Nominalisierung mit Basisjahr 2023

Gesamtinvestitionen in Höhe von rund 627 Milliarden Euro⁴ beziehungsweise durchschnittlich 31 Milliarden Euro pro Jahr zu rechnen. Die Investitionen steigen dabei insbesondere bis Mitte der 2030er Jahre an (angelehnt an Agora Think Tanks et al., 2024; Fraunhofer ISI et al., 2024). Mit über 64 Prozent entfällt der größte Teil der Investitionen auf die Stromverteilnetze. Rund ein Drittel des Bedarfs entfällt auf Wärmenetze, die Wärmeerzeugung und -speicherung. Weitere 3 Prozent entfallen auf Ersatzinvestitionen sowie zunehmend auf die schrittweise Stilllegung der Gasverteilnetze. Abbildung 2 zeigt die Investitionsbedarfe der Stromverteilnetze, der Gasverteilnetze sowie der Wärmenetze, -erzeuger und -speicher. Daneben müssen viele Energieversorger auch in anderen Geschäftsfeldern immense Investitionen in die Wasserversorgung, die Telekommunikation und andere Bereiche der Daseinsvorsorge

⁴ Die Gesamtinvestition ist in nominalen Preisen ausgewiesen – die einzelnen Studien, auf denen die Investitionsberechnung beruht, geben dagegen reale Investitionen an. Somit ergibt sich beim direkten Vergleich eine Lücke, die sich jedoch durch die Inflationsberücksichtigung erklären lässt.

stemmen. Die vorliegende Analyse klammert diese Investitionen allerdings aus und richtet den Fokus ausschließlich auf die Energieinfrastruktur.

Stromverteilnetze: Die zentrale Rolle bei den Infrastrukturinvestitionen kommt dem Stromnetzausbau zu. Der Zubau an Erneuerbaren Energien und die starke Zunahme des Strombedarfs erfordern einen erheblichen Ausbau der Übertragungs- wie auch der Verteilnetze. Insbesondere in den Verteilnetzen wird der steigende Strombedarf, der mit der Elektrifizierung von Industrie und Gewerbe, dem Einsatz von Wärmepumpen und dem Zuwachs an Elektromobilität entsteht, zunehmend zum Ausbautreiber.

Die Kostenschätzungen für den Ausbau der Stromverteilnetze reichen von 237 Milliarden Euro auf Basis der Netzausbaupläne der Verteilnetzbetreiber (Bundesnetzagentur, 2025b; Verteilnetzbetreiber, 2024) bis hin zu 430 Milliarden Euro, die das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln im Rahmen einer bilanziellen Untersuchung prognostiziert hat (ef.Ruhr & EWI, 2024). Da Netzausbaupläne allerdings lediglich von 82 der über 850 Verteilnetzbetreiber vorliegen, sind die entsprechenden Zahlen nur bedingt aussagekräftig. Denn die 82 Verteilnetzbetreiber repräsentieren zwar fast vollständig das deutsche Hochspannungsnetz, jedoch nur 80 Prozent des Mittelspannungsnetzes und nur 76 Prozent des Niederspannungsnetzes. Für die vorliegende Studie wurden daher Bedarfsschätzungen herangezogen, die auf einer Analyse des Instituts für Makroökonomie und Konjunkturforschung (IMK) beruhen (IMK, 2024). Diese adressiert ausdrücklich auch die bislang häufig unterschätzte Niederspannungsebene und weist einen Investitionsbedarf der Verteilnetze in Höhe von 323 Milliarden Euro nach heutigem Wert bis 2045 aus (rund 400 Milliarden nominal).

Wärmenetze, Wärmeerzeugung und -speicherung:

Vor allem in dicht besiedelten Gebieten sind Wärmenetze die effizienteste Lösung für CO₂-freies Heizen. Bis 2045 könnten sie etwa ein Drittel aller Wohnungen in Deutschland versorgen – aktuell sind es rund 15 Prozent (Agora Energiewende et al., 2024). Im Schnitt müssen dafür bis 2045 jährlich rund 100.000

neue Wärmenetzanschlüsse realisiert werden. Dazu ist auch ein deutlicher Ausbau der Fernwärmetrassen von heute knapp 22.000 Kilometern auf etwa 75.000 Kilometer Gesamtlänge im Jahr 2045 erforderlich. Zudem muss die Wärmeerzeugung flächendeckend auf Erneuerbare Energien umgestellt werden, wobei der Ausbau von Großwärmepumpen eine zentrale Rolle spielt. Aber auch andere klimaneutrale Wärmequellen wie Geothermie oder *Power-to-Heat*-Anlagen sind auf enorme Investitionen angewiesen.

Für den Aus- und Neubau der Wärmenetze sowie die Dekarbonisierung und Speicherung bei der Wärmeerzeugung sind unter Einbeziehung zukünftiger Inflation 202 Milliarden Euro zu veranschlagen (Agora Energiewende et al., 2024). Bisherige Schätzungen des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) und des Wirtschaftsforschungsinstituts Prognos (VKU & Prognos, 2024) liegen mit 117,5 Milliarden Euro bei heutigem Wert in einer ähnlichen Höhe.

Gasnetze: Gasverteilnetze werden perspektivisch in weiten Teilen nicht mehr benötigt. Steigende CO₂-Preise und immer bessere klimaneutrale Alternativen machen das Heizen mit Gas schon heute zunehmend unattraktiv (co2online, 2025). Und auch die Industrie elektrifiziert ihre Produktionsprozesse in steigendem Maße. Schon im Jahr 2021 rechnete der Verband der kommunalen Unternehmen (VKU) bei typischen Stadtwerken mit einem Rückgang von 30 bis 40 Prozent des bisherigen Gasgeschäfts bis 2030 (VKU, 2021). Hinzu kommt: Der ursprünglich als alternative Wärmequelle diskutierte Wasserstoff wird für die dezentrale Wärmeversorgung – aufgrund seiner im Vergleich hohen Kosten – keine nennenswerte Rolle spielen. Und auch Biomethan wird allenfalls regional begrenzt in kleinen Mengen zur Verfügung stehen. Diese Befunde spiegeln sich auch in den bereits vorliegenden kommunalen Wärmeplänen wider (BBSR, 2025).

Die Kosten für Transformation und Stilllegung der Gasinfrastruktur in Deutschland sind bislang kaum untersucht worden – sicher ist aber, dass eine planvolle, sukzessive Stilllegung entscheidend ist, um einen übermäßigen Anstieg der Netzentgelte für die immer kleiner werdende Gruppe der Gaskundinnen

und -kunden zu verhindern (Agora Energiewende, 2023). Wichtige Erfahrungswerte lieferte für die vorliegende Studie ein großer Energieversorger, der die Stilllegungskosten auf rund 420 Euro pro versorgten Haushalt schätzt. Hochrechnungen dieses Richtwerts ergeben somit ein Volumen von 8,8 Milliarden

Euro bis 2045. Zusätzlich fallen bis zur Stilllegung der Gasnetze allerdings auch Instandhaltungskosten von voraussichtlich 13 Milliarden Euro an (Agora Energiewende, 2024). Insgesamt entfällt auf die Gasinfrastruktur somit ein Bedarf von rund 22 Milliarden Euro.

2 Wie können sich Energieversorgungsunternehmen finanzieren? Ein Überblick

2.1 Energieversorgungsunternehmen in Deutschland: kleinteilige Landschaft, große Unterschiede

In Deutschland gibt es neben wenigen großen, privatwirtschaftlich organisierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) eine Vielzahl von Energieversorgern mit kommunalen (Mehrheits-)beteiligungen, die sich nach Größe Struktur und Geschäftsmodellen zum Teil erheblich unterscheiden. Diese Vielfalt spiegelt die föderale Struktur Deutschlands wider und resultiert aus historisch unterschiedlichen Entwicklungspfaden, kommunalen Traditionen und politischen Entscheidungen zur Organisation der Energieversorgung vor Ort.

Eigentümer und Rechtsform

Bei rund 86 Prozent der Energieversorger in Deutschland halten Kommunen die Mehrheitsbeteiligung. Das hat vielfach historische Gründe, ist aber auch das Ergebnis von Rekommunalisierungsmaßnahmen in den vergangenen 20 Jahren. Gut 56 Prozent der Unternehmen sind sogar reine Kommunalunternehmen ohne private Beteiligung (Botta

et al., 2024). Die Rechtsform der Unternehmen wird maßgeblich durch Größe und Eigentümerstruktur bestimmt: In der kommunalen Versorgerlandschaft dominiert so die Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH), die unternehmerische Flexibilität mit kommunalem Einfluss verbindet. Bei kleineren Versorgern, die zu 100 Prozent im Eigentum einer Kommune stehen, finden sich allerdings auch Eigenbetriebe ohne eigene Rechtsperson (VKU, 2025). Große Unternehmen, die sich nicht in kommunaler Hand befinden, firmieren hingegen häufig als Aktiengesellschaft. Etwa die Hälfte der rein privatwirtschaftlichen, größeren EVU sind so als Aktiengesellschaft (AG) organisiert, was die Einwerbung von Kapital und strategische Partnerschaften erleichtert (Botta et al., 2024). Dank diversifizierter Geschäftsmodelle und professionellen Kapitalmarktmanagements verfügen die größeren Versorger über deutlich bessere und günstigere Finanzierungsmöglichkeiten.

Größe und Kapitalstruktur

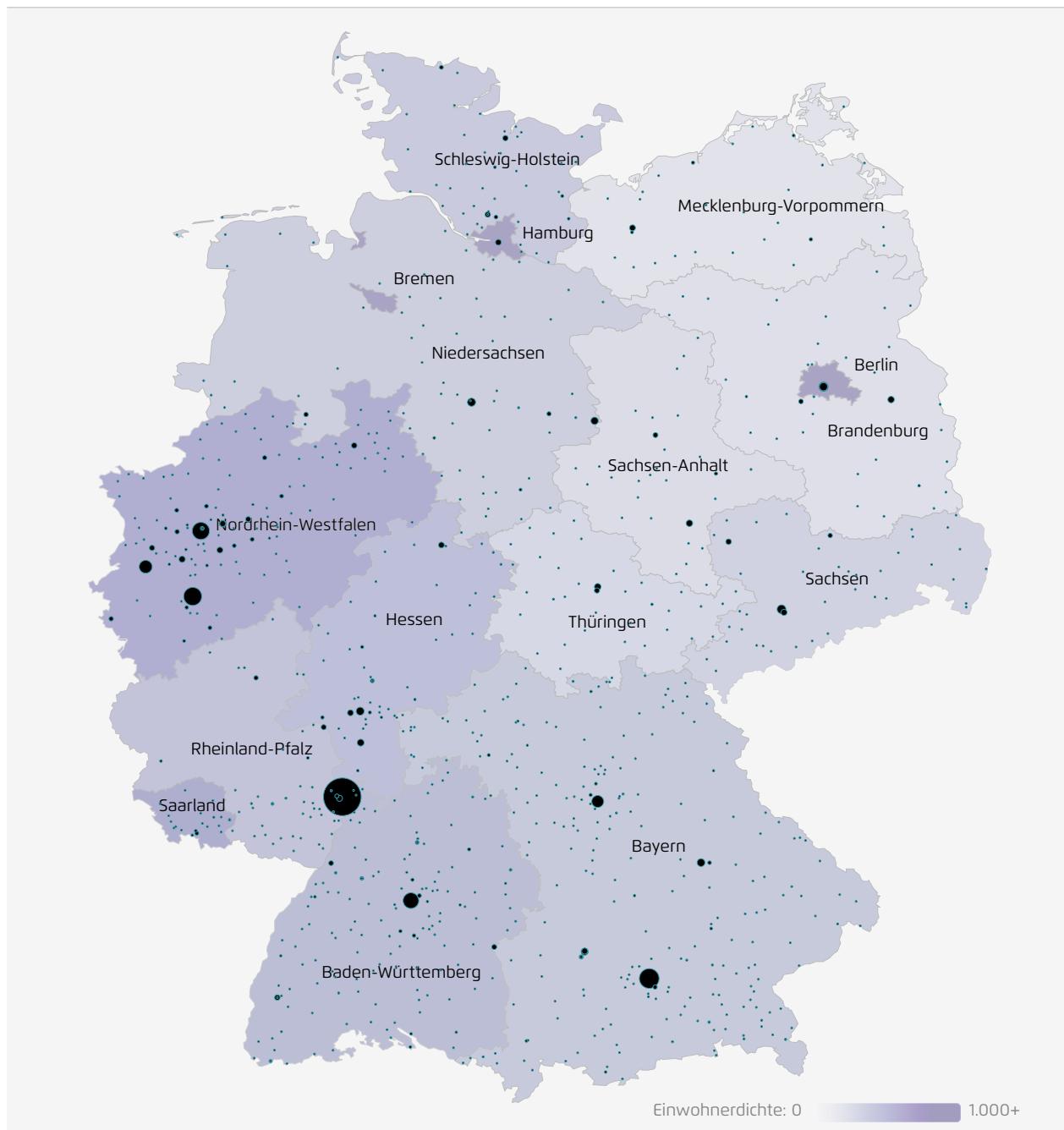
Abbildung 3 verortet die EVU und zeigt ihre Größe anhand der Bilanzsumme des Jahres 2021. Während in Bayern und Baden-Württemberg eine Vielzahl

→ Datengrundlage und -analyse im Projekt

Grundlage der vorliegenden Analyse bildet ein Datensatz der infas360, der Informationen zu Energieversorgungsunternehmen, Konzessionsgebieten und einigen weiteren Kennzahlen beinhaltet. Ergänzt wurde dieser durch Daten des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur und der Fernwärme-preis-Transparenzplattform sowie durch die Analyse von Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse der Energieversorgungsunternehmen durch die Stiftung Klimaneutralität. Der Datensatz wurde durch Agora Energiewende und Stiftung Klimaneutralität weiter aggregiert. Im Fall von Konzern- beziehungsweise Mutter-Tochter-Unternehmensstrukturen wurden jeweils die Mutterunternehmen für die Analyse ausgewählt, da diese typischerweise die Investitionen finanzieren und bilanzieren. Am Ende stand so ein Datensatz mit knapp 900 Energieversorgungsunternehmen, die Netzbetreiber sind und gegebenenfalls Strom, Gas oder Fernwärme vertreiben; wobei reine Vertriebe, also Unternehmen ohne Netzbetrieb ausgeschlossen sind.

Energieversorgungsunternehmen* in Deutschland

→ Abb. 3



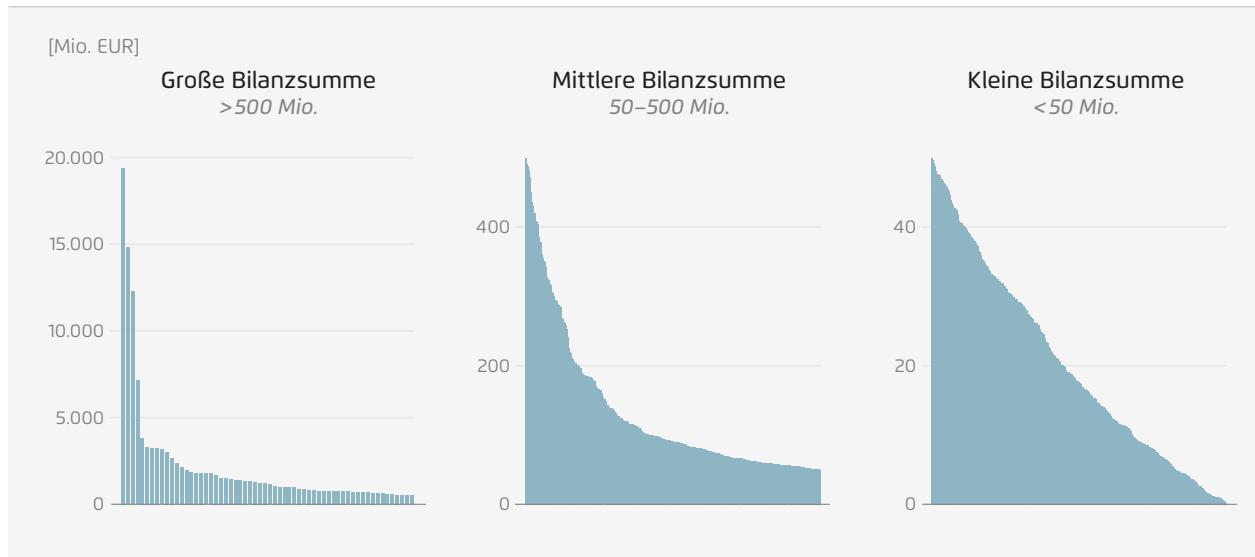
Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025) basierend auf dem Marktstammdatenregister, der Preistransparenzplattform Fernwärme, Konzessionsdaten von infas360 (2025) sowie Recherchen der Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse nach dem EnWG sowie der Konzernabschlüsse für 2021 durch die Stiftung Klimaneutralität. Geodaten: BKG (2024), Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2022).

*Die Größe der Kreise basiert auf der Bilanzsumme der Unternehmen im Jahr 2021. Energieversorgungsunternehmen im Sinne der vorliegenden Analyse sind Unternehmen in der Energieversorgungsbranche, die Netzbetreiber sind und gegebenenfalls Strom, Gas oder Fernwärme vertreiben; wobei reine Vertriebe, also Unternehmen ohne Netzbetrieb, ausgeschlossen sind. Bei komplexeren Unternehmensstrukturen wie Konzernen beziehungsweise Mutter- und Tochterunternehmen sind stets die Mutterunternehmen aufgeführt.

kleiner, oft kommunal verankerter Energieversorger existiert, ist die Unternehmenslandschaft in anderen Flächenländern wie Niedersachsen oder Brandenburg deutlich konzentrierter.

Abbildung 4 stellt die Bilanzsummen der EVU in drei Größenklassen dar: Die Bilanzsummen reichen von weniger als 20 Millionen Euro bei kleinen kommunalen Versorgern bis hin zu mehreren Milliarden Euro

Bilanzsummen der Energieversorgungsunternehmen* in drei Größenklassen, 2021 → Abb. 4



Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025) basierend auf dem Marktstammdatenregister, der Preistransparenzplattform Fernwärme, Konzessionsdaten von infas360 (2025) sowie Recherchen der Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse nach dem EnWG sowie der Konzernabschlüsse für 2021 durch die Stiftung Klimaneutralität. *Energieversorgungsunternehmen im Sinne der vorliegenden Analyse sind Unternehmen in der Energieversorgungsbranche, die Netzbetreiber sind und gegebenenfalls Strom, Gas oder Fernwärme vertreiben; wobei reine Vertriebe, also Unternehmen ohne Netzbetrieb, ausgeschlossen sind. Bei komplexeren Unternehmensstrukturen wie Konzernen beziehungsweise Mutter- und Tochterunternehmen sind stets die Mutterunternehmen aufgeführt. Anmerkung: Unterschiedliche Skalierung der y-Achse für bessere Lesbarkeit

bei großen überregional tätigen Konzernen. Aber auch innerhalb der drei Gruppen unterscheiden sich die Bilanzsummen zum Teil erheblich.

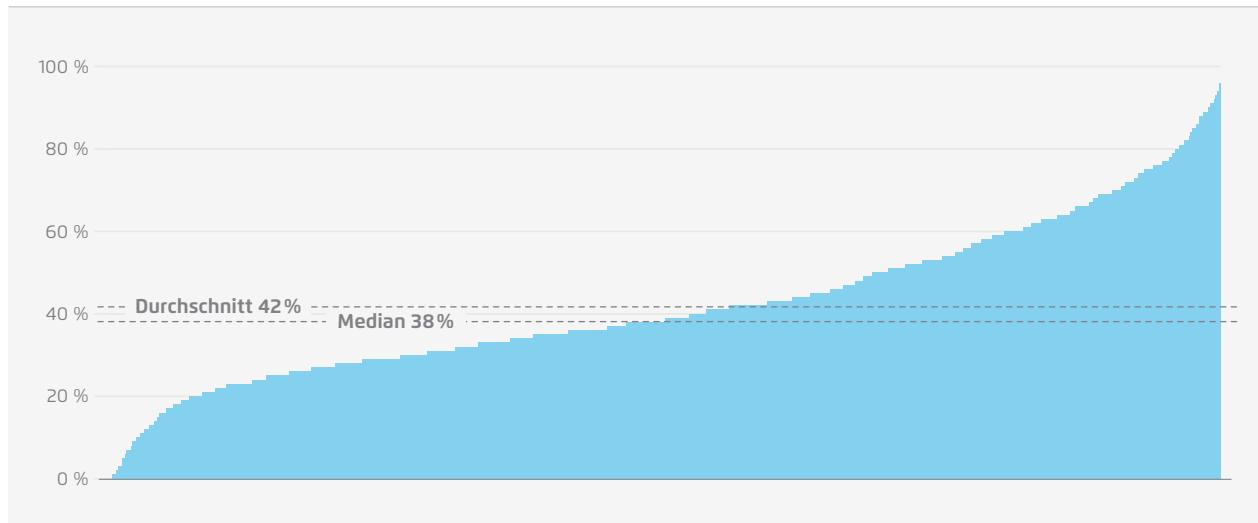
Ebenso heterogen wie die Bilanzsummen ist die Ausstattung der Energieversorger in Deutschland mit Eigenkapital. Die Eigenkapitalquote ist eine grundlegende Finanzkennzahl, die den Anteil des Eigenkapitals an der gesamten Bilanzsumme eines Unternehmens darstellt. Eine hohe Eigenkapitalquote bei einem EVU deutet darauf hin, dass die Ausschüttungsquoten gering sind – der Großteil der Gewinne also im Unternehmen verbleibt. EVU mit hohen Eigenkapitalquoten sind weniger abhängig von Fremdfinanzierung und somit widerstandsfähiger gegenüber wirtschaftlichen Risiken wie Veränderungen des Zinsumfeldes. Auf der anderen Seite kann eine hohe Eigenkapitalquote aber auch Ausdruck fehlender Investitionsaktivitäten sein. Zudem ist eine hohe Eigenkapitalquote selten kostenoptimal: Die derzeitige Regulierung von Strom- und Gasverteilnetzbetreibern macht Eigenkapitalquoten von mehr als 40 Prozent wirtschaftlich unattraktiv, denn oberhalb dieser Schwelle wird das Eigenkapital mit dem niedrigeren regulatorischen Fremdkapitalzins vergütet.

Ist die Eigenkapitalquote hingegen zu gering, steigen die Risiken für Gläubiger und damit die Kosten für die Fremdkapitalaufnahme. EVU haben dann Schwierigkeiten, weiteres Fremdkapital aufzunehmen, da Banken und andere Gläubiger zusätzliche Absicherungen verlangen. Ursachen für eine geringe Eigenkapitalquote können hohe Ausschüttungssummen für die Gesellschafter oder schlechte Geschäftsergebnisse sein. Die Mindestanforderung von Banken liegt bei einer Eigenkapitalquote von etwa 20 Prozent (BET, 2025; eigene Recherche auf Basis von EVU-Gesprächen).

Vor diesem Hintergrund ergibt sich also ein Korridor für die Eigenkapitalquote von etwa 20 bis 40 Prozent, der langfristig optimal erscheint. Temporär kann es aber durchaus rational sein, hiervon abzuweichen. Gründe dafür können geplante Investitionen sein, eine Steueroptimierung auf Holding-Ebene oder Anforderungen der Gesellschafter. Letztlich ist die Eigenkapitalquote nur eine von vielen Finanzkennzahlen, anhand derer die Finanzierungsfähigkeit eines Unternehmens zu bewerten ist. Weitere Kennzahlen wurden wegen fehlender Daten bei der Analyse nicht berücksichtigt.

Eigenkapitalquoten der Energieversorgungsunternehmen*, 2021

→ Abb. 5



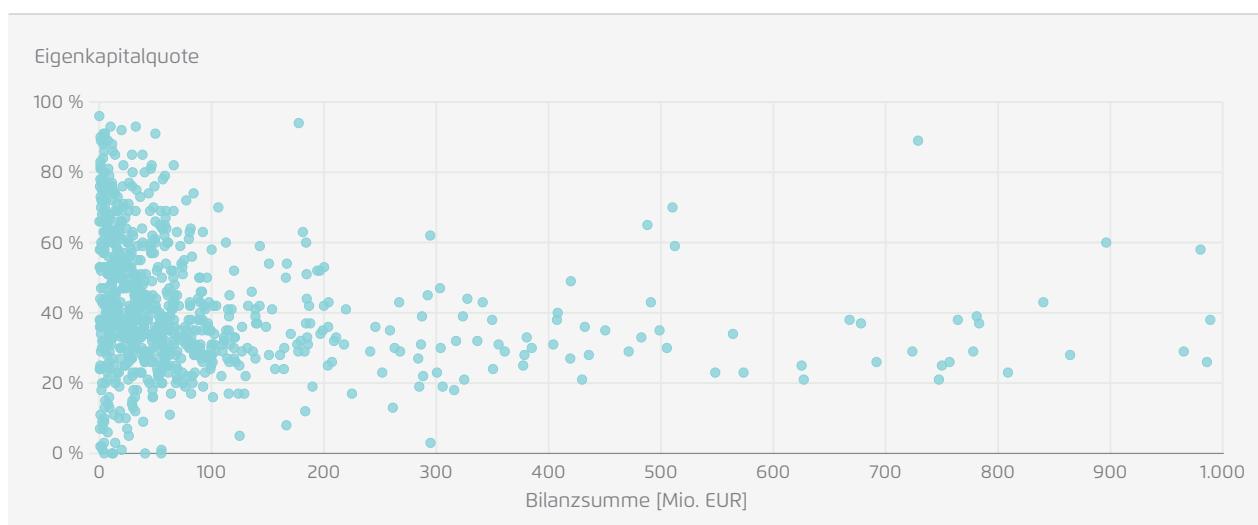
Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025) basierend auf dem Marktstammdatenregister, der Preistransparenzplattform Fernwärme, Konzessionsdaten von infas360 (2025) sowie Recherchen der Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse nach dem EnWG sowie der Konzernabschlüsse für 2021 durch die Stiftung Klimaneutralität. *Energieversorgungsunternehmen im Sinne der vorliegenden Analyse sind Unternehmen in der Energieversorgungsbranche, die Netzbetreiber sind und gegebenenfalls Strom, Gas oder Fernwärme vertreiben; wobei reine Vertriebe, also Unternehmen ohne Netzbetrieb, ausgeschlossen sind. Bei komplexeren Unternehmensstrukturen wie Konzernen beziehungsweise Mutter- und Tochterunternehmen sind stets die Mutterunternehmen aufgeführt.

Abbildung 5 zeigt die Eigenkapitalquote der EVU im Jahr 2021. Während einige Energieversorger mit unter 10 Prozent Eigenkapitalquote bereits unterhalb der banküblichen Mindestanforderung operierten, verfügten andere Versorger über Eigenkapitalquoten von über 80 Prozent. Im Durchschnitt aller EVU betrug

die Eigenkapitalquote 42 Prozent. Setzt man Eigenkapitalquote und Bilanzsumme ins Verhältnis (siehe Abbildung 6), lässt sich eine Professionalisierung mit zunehmender Größe der Unternehmen erkennen: die Eigenkapitalquote nähern sich mit steigenden Bilanzsummen an Quoten um die 30 Prozent.

Verhältnis von Eigenkapitalquote und Bilanzsumme der Energieversorgungsunternehmen, 2021

→ Abb. 6



Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025) basierend auf dem Marktstammdatenregister, der Preistransparenzplattform Fernwärme, Konzessionsdaten von infas360 (2025) sowie Recherchen der Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse nach dem EnWG sowie der Konzernabschlüsse für 2021 durch die Stiftung Klimaneutralität. *Energieversorgungsunternehmen im Sinne der vorliegenden Analyse sind Unternehmen in der Energieversorgungsbranche, die Netzbetreiber sind und gegebenenfalls Strom, Gas oder Fernwärme vertreiben; wobei reine Vertriebe, also Unternehmen ohne Netzbetrieb, ausgeschlossen sind. Bei komplexeren Unternehmensstrukturen wie Konzernen beziehungsweise Mutter- und Tochterunternehmen sind stets die Mutterunternehmen aufgeführt. Anmerkung: Enthält für bessere Lesbarkeit nur Unternehmen bis 1 Mrd. Euro Bilanzsumme.

2.2 Möglichkeiten zur Finanzierung von Infrastrukturinvestitionen

Energieversorger können ihre Investitionen in Infrastruktur auf verschiedenen Wegen finanzieren: Möglich ist das zunächst über einbehaltene Gewinne (Innenfinanzierung) oder durch Zuführung von Eigen- und Fremdkapital. Es gibt außerdem Mischformen zwischen Eigen- und Fremdkapitalfinanzierung. Sie werden als hybride Finanzierungen bezeichnet. Hinzu kommen vielfältige Projektfinanzierungsstrukturen, die Investitionen auch außerhalb der Unternehmensbilanz ermöglichen. Gerade bei Wärmenetzen spielen zudem nichtrückzahlungspflichtige staatliche Zuschüsse eine wesentliche Rolle. Abbildung 7 bietet einen Überblick über die verschiedenen Finanzierungsarten, deren Zuordnung zu den Posten der Unternehmensbilanz sowie deren Auswirkungen auf die Unternehmensverschuldung.

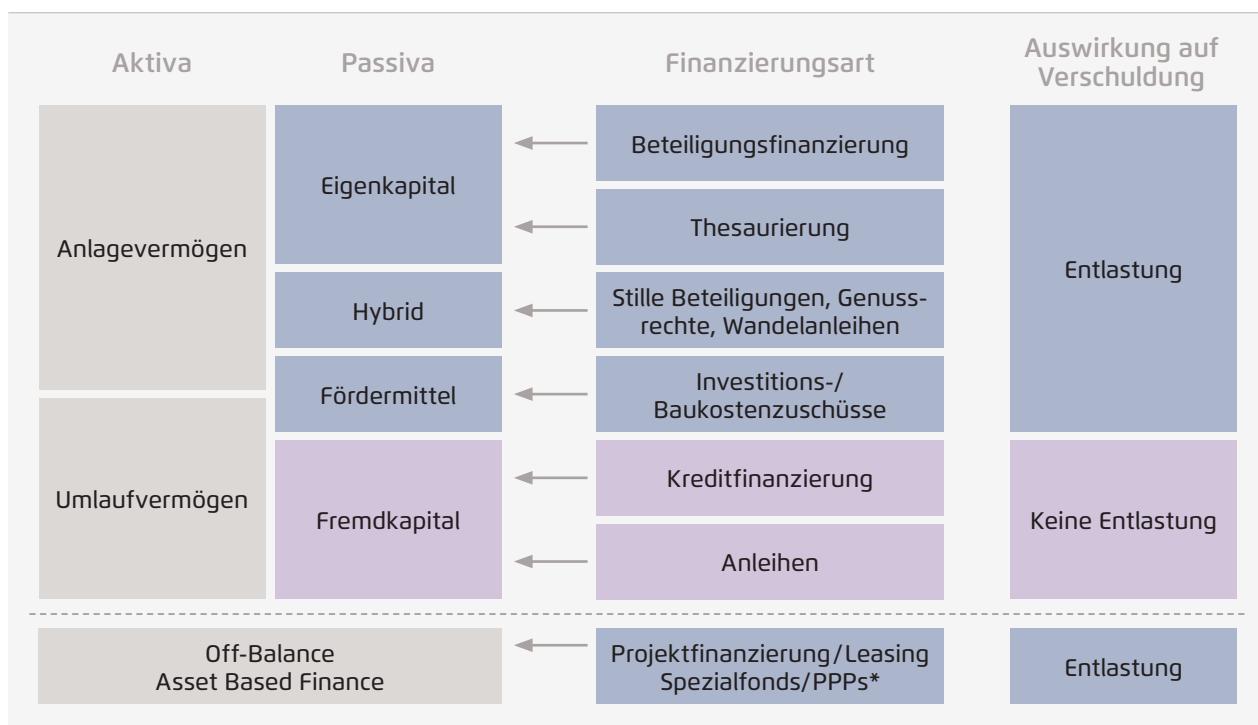
Innenfinanzierung: Bei der Innenfinanzierung behält ein Unternehmen erwirtschaftete Gewinne ein und führt sie dem Eigenkapital zu, anstatt die Gewinne an

die Gesellschafter auszuschütten. Ein solches Vorgehen wird auch als Thesaurierung bezeichnet. Somit bestimmt also die Ausschüttungsquote neben der allgemeinen Ertragskraft des betreffenden Unternehmens maßgeblich dessen Innenfinanzierungskraft. Die Ausschüttungsquote hängt dabei vor allem von den Dividendenerwartungen der Gesellschafter ab. Im Kontext der regulierten Sparten im Energiesektor, also der Strom- und Gasverteilnetze, beeinflussen zudem die Höhe der regulierten Eigenkapitalverzinsung und die vorgegebenen Abschreibungsparameter die Innenfinanzierung erheblich. Da Innenfinanzierung das Eigenkapital eines Unternehmens stärkt, senkt es automatisch dessen Verschuldung, was wiederum Spielraum für zusätzliche Fremdfinanzierung schafft.

Eigenkapitalfinanzierung: Eigenkapital wird von den Eigentümern beziehungsweise Gesellschaftern eines Unternehmens bereitgestellt. Dafür erhalten sie nicht nur Anspruch auf eine Gewinnbeteiligung, sondern auch ihrem Anteil entsprechend Mitsprache- und Entscheidungsrechte im Unternehmen. Eigenkapital

Finanzierungsarten eines Unternehmens, Zuordnung zu Bilanzposten sowie Auswirkungen auf die Unternehmensverschuldung

→ Abb. 7



trägt das höchste Risiko, denn im Insolvenzfall werden zunächst Gläubiger bedient, die Fremdkapital zur Verfügung gestellt haben, bevor die Eigentümer etwas erhalten. Dieses höhere Risiko erklärt auch, warum die Renditeerwartung beim Eigenkapital unter allen Kapitalformen am höchsten ist. Zugleich hat ein hoher Eigenkapitalanteil einen wichtigen Vorteil: Er stärkt die Bilanz und gibt Kreditgebern mehr Sicherheit. Mehr Eigenkapital macht andere Finanzierungsformen also günstiger.

Fremdkapitalfinanzierung: Bei der Fremdkapitalfinanzierung erfolgt die Finanzierung über Banken, Investoren und andere externe Kapitalgeber. Diese stellen dem betreffenden Unternehmen Finanzmittel meist über Darlehen und Schulscheine oder – im Falle größerer Unternehmen mit Kapitalmarktzugang – in Form von Anleihen zur Verfügung. Kreditgeber haben einen vertraglichen Anspruch auf Zins- und Tilgungszahlungen, aber kein Recht auf Gewinnbeteiligung. Im Insolvenzfall wird Fremdkapital in der Regel vorrangig bedient. Zusätzliche Sicherheiten wie Grundschulden oder vertragliche Auflagen können diesen Schutz weiter erhöhen. Entsprechend liegt die Renditeerwartung (Risikoaufschlag) von Fremdkapitalgebern typischerweise unter der von Eigenkapital. In der Erwartung bilden sich aber Ausfallrisiko, Laufzeit, Seniorität und Zinsbindung ab. Fremdkapital erhöht den Verschuldungsgrad eines Unternehmens und muss daher in einem gewissen Maße durch Eigenkapital oder eigenkapitalähnliches Kapital abgesichert werden.

Mezzanine-Kapitalfinanzierung: Sogenanntes Hybridkapital ist eine Zwischenform von Eigen- und Fremdkapital. Ein Beispiel für diese Variante ist die stille Beteiligung. Der Kapitalgeber erhält Zinsen, die teils an Gewinne gebunden sind. Er hat aber kein oder nur wenig Mitspracherecht und wird im Insolvenzfall erst nach den klassischen Kreditgebern bedient. Die Kapitalkosten liegen daher zwischen denen von Fremd- und Eigenkapital. Je nach Ausgestaltung kann es bilanziell (teilweise) eigenkapitalähnlich angerechnet werden und Bilanzkennzahlen wie die Eigenkapitalquote des betreffenden Unternehmens stärken.

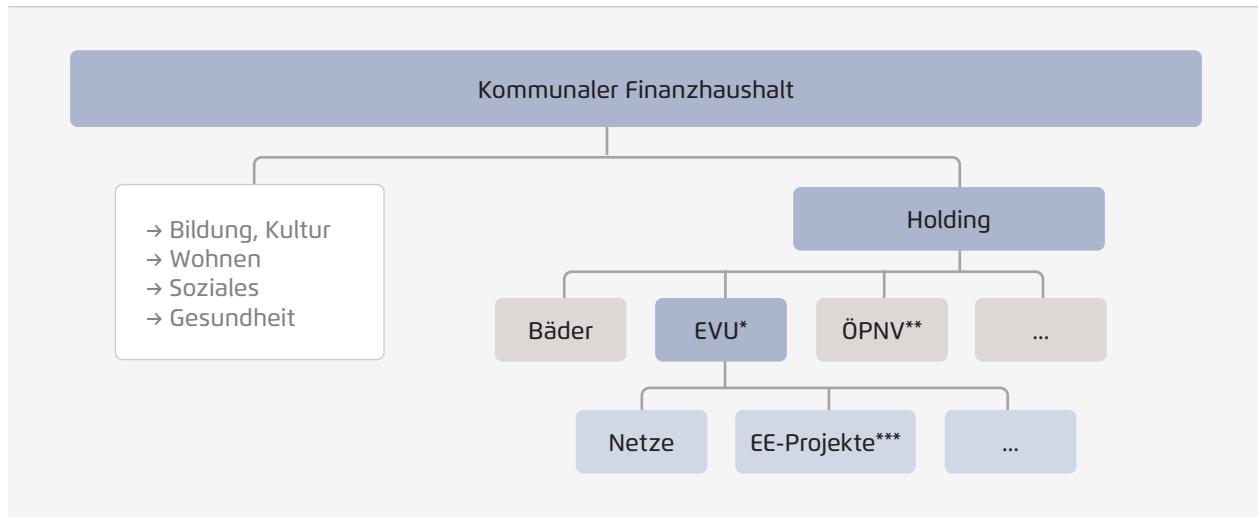
Off-Balance-Sheet-Lösungen: Bei Off-Balance-Sheet-Lösungen werden spezifische Investitionen aus der Bilanz des betreffenden Unternehmens genommen und in eigenständige Zweckgesellschaften verlagert. So können beispielsweise EVU Projektgesellschaften für einzelne Netzgebiete gründen, in denen Investitionen gebündelt und finanziert werden. An diesen Projektgesellschaften können sich externe Investoren mit Eigen- oder Fremdkapital beteiligen. Die Erträge werden dann anteilig zwischen EVU und Investor aufgeteilt. Eine andere Variante sind sogenannte *Sale-and-Lease-Back*-Geschäfte. Dabei verkauft der Energieversorger Anlagen oder Netzgebiete an eine Zweckgesellschaft, oder er lagert Investitionsvorhaben in die Gesellschaft aus und pachtet die Anlagewerte anschließend zurück. In beiden Fällen erfolgt die Finanzierung insgesamt oder teilweise außerhalb der EVU-Bilanz, wodurch der direkte Eigenkapitalbedarf des betreffenden Unternehmens sinkt.

2.3 Finanzierungshintergrund: Krise der Kommunalfinanzen

Die meisten EVU in Deutschland sind aufgrund ihrer Eigentümerstruktur eng mit den kommunalen Finanzen verbunden. Das zeigt sich etwa beim Organisationsprofil vieler kommunaler Unternehmen: Im Rahmen eines sogenannten kommunalen Querverbunds kann der Energieversorger Teil eines Konzerns sein, der neben der Energieinfrastruktur auch andere Bereiche der Daseinsvorsorge verantwortet (exemplarisch illustriert in Abbildung 8). Dazu zählen häufig defizitäre Einrichtungen wie Schwimmbäder, Angebote des öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) oder Ladesäulen, die aus den Gewinnen des kommunalen Energieversorgers quersubventioniert werden. Überschüsse aus dem Energiegeschäft decken also Verluste in anderen Bereichen oder werden nicht selten auch an den kommunalen Haushalt ausgeschüttet. Dieses politisch gewollte Vorgehen reduziert in der Folge allerdings die operativen Margen und somit die Innenfinanzierungskraft des betreffenden Energieversorgers.

Exemplarische Organisation der kommunalen Daseinsvorsorge

→ Abb. 8



Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025) basierend auf FOES (2022). *Energieversorgungsunternehmen; **Öffentlicher Personennahverkehr; ***Erneuerbare Energien

Gegenwärtig befinden sich die kommunalen Eigentümer von EVU zum großen Teil in einer angespannten Finanzlage: So verzeichneten Städte, Landkreise und Gemeinden allein im ersten Halbjahr 2025 ein Finanzierungsdefizit von 19,7 Milliarden Euro. Die kommunalen Spitzenverbände erwarten für 2025 insgesamt zudem einen negativen Saldo von rund 31 Milliarden Euro (Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände, 2025). Damit hat sich die Finanzlage der Kommunen im Zeitverlauf noch weiter verschlechtert, denn bereits für 2024 gab es mit etwa 25 Milliarden Euro ein historisches Rekorddefizit (Statistisches Bundesamt, 2025b). Aufgrund dieses Defizits ist darüber hinaus auch die Verschuldung im fünften Jahr in Folge gestiegen. Im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sie sich auf 170,5 Milliarden Euro (Statistisches Bundesamt, 2025a). Hinter diesem aggregierten Wert verbergen sich jedoch erhebliche regionale Unterschiede. Abbildung 9 zeigt die Pro-Kopf-Verschuldung der Gemeinden im Jahr 2023.

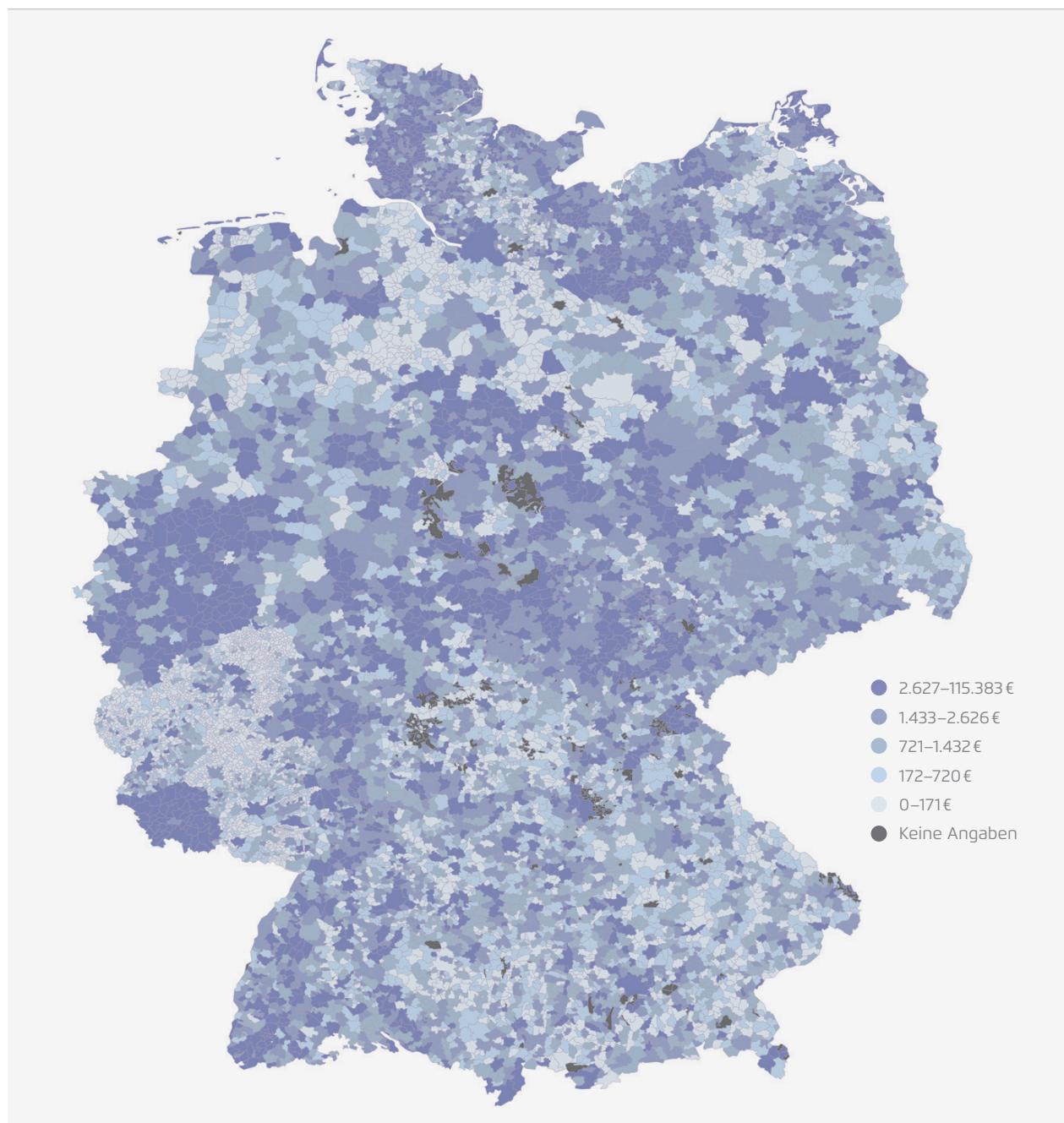
Als Ursache für die Schieflage der Kommunalfinanzen gelten die seit Langem bestehenden strukturellen Ungleichgewichte in den föderalen Finanzbeziehungen zwischen Bund, Ländern und Kommunen. So ist der Anteil der wachsenden kommunalen Ausgabenbelastung am öffentlichen Gesamthaushalt in Deutschland (ohne Sozialversicherungen) mit mehr als einem Viertel deutlich höher als ihr Anteil an den

Steuereinnahmen (rund ein Siebtel). Dieses Missverhältnis resultiert in einer strukturellen Unterfinanzierung, die selbst in konjunkturell stabileren Zeiten regelmäßige Aufstockungen durch Bund und Länder erforderlich macht (Döring & Wohltmann, 2025; Freier et al., 2025). Weil die Wirtschaftsentwicklung hierzulande aktuell stagniert, verschärfen sich die Probleme zusätzlich – das Ungleichgewicht zwischen finanziäreren und finanzschwächeren Kommunen in Deutschland wächst. Bleibt die Finanzierungsstruktur unverändert, wird die Diskrepanz weiter zunehmen, wodurch es für die finanzschwächeren Kommunen immer schwieriger wird, ihren Beitrag zur Daseinsvorsorge und zum notwendigen Umbau der Energieversorgung zu leisten (Raffer & Scheller, 2025).

Parallel zu ihrer finanziellen Schieflage weisen die Kommunen seit Jahren einen massiven Investitionsrückstand auf: Das KfW-Kommunalpanel hat die wahrgenommene Investitionslücke in den Kommunen für das Jahr 2024 auf 215,7 Milliarden Euro beziffert (Raffer et al., 2025). Und das ist bloß der vorläufige Endpunkt einer lange anhaltenden Entwicklung: Bereits in den 1990er-Jahren gingen die kommunalen Investitionen stark zurück. Und seit 2003 verzeichnetet die kommunale Ebene durchgehend negative Nettoanlageinvestitionen (Döring & Wohltmann, 2025).

Pro-Kopf-Verschuldung der Gemeinden und Gemeindeverbände

→ Abb. 9



Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025). Anmerkung: Für die Stadtstaaten Berlin, Bremen und Hamburg ist die Länder-Verschuldung gezeigt. Erläuterung Farbskala: Die Kommunen wurden nach Verschuldungsgrad in fünf gleich große Gruppen (Quintile) eingeteilt. Dabei sorgt insbesondere die höhere Verschuldung auf Landesebene (Berlin, Bremen, Hamburg) für eine sehr breite obere Spanne.

Aufgrund der hohen Verschuldung befinden sich zahlreiche deutsche Kommunen gegenwärtig in der Haushaltssicherung. Das bedeutet, dass die Kommune aufgrund eines Haushaltsdefizits im zweiten Jahr in Folge gegenüber der Kommunalaufsicht zur Aufstellung eines Haushaltssicherungskonzepts

verpflichtet ist und einen Teil ihrer finanziellen Selbstständigkeit verliert. Viele Kommunen können ihre Haushalte derzeit nur durch den Verbrauch von Eigenkapital, durch Isolierung oder durch Verlustvertrag ausgleichen (Garske, 2025).

Wie viele der Kommunen in Deutschland gegenwärtig von einer Haushaltssicherung betroffen sind, ist statistisch nicht bundesweit erfasst. Im Rahmen einer Befragung unter 353 Kommunen im Jahr 2024 gaben 16 Prozent der teilnehmenden Städte und Gemeinden an, sich aktuell in der Haushaltssicherung zu befinden. Weitere 42 Prozent nannten zudem eine angespannte Haushaltsslage (Botta et al., 2024). In Brandenburg beispielsweise, das zu den strukturschwächeren Flächenländern zählt, lag 2024 der Anteil der Gemeinden mit Haushaltssicherungskonzept bei 11 Prozent. Im Mai 2025 verfügte dort zudem mehr als jede dritte Gemeinde noch über keinen bestandskräftigen Haushalt für das laufende Jahr (Landtag Brandenburg, 2025).

Die Krise der Kommunalfinanzen, die an dieser Stelle nur skizziert werden kann, ist für den notwendigen Umbau der Energieinfrastruktur in Deutschland enorm hinderlich. In dieser schwierigen Lage können viele Kommunen weder auf Ausschüttungen ihrer Stadtwerke verzichten noch zusätzliches Eigenkapital für Infrastrukturinvestitionen bereitstellen. Die angespannte Lage kann sogar dazu führen, dass Kommunen in der Haushaltssicherung durch die Kommunalaufsicht dazu verpflichtet werden, ihre Beteiligungen stärker zu nutzen, um den Kommunalhaushalt zu verbessern. Das kann beispielsweise durch höhere Gewinnausschüttungen und damit den Verzicht auf Thesaurierung oder den Verkauf nicht notwendiger Beteiligungen geschehen.

3 Investitionsfähigkeiten und -bedarfe: Blick auf sieben typische Energieversorger

3.1 Methodisches Vorgehen

Die folgende Analyse beschreibt zunächst die sehr diverse Landschaft der Energieversorgungsunternehmen (EVU) näher. Dafür wurden die EVU in Deutschland zunächst in sogenannte Cluster eingeteilt. Anschließend wurde analysiert, wie gut die EVU innerhalb der verschiedenen Cluster in der Lage sind, die für den Aus- und Umbau der Energieinfrastruktur notwendigen Investitionen zu tätigen. Dafür wurden clusterspezifische Investitionsbedarfe ermittelt, um dann durch eine Cashflow-Simulation spezifische Finanzierungsbedarfe festzustellen.

Clusterung

Die knapp 900 EVU wurden nach Größe und Kapitalstruktur, Größe des Versorgungsgebiets sowie Eigentümerstruktur in sieben Cluster eingeteilt. Basis der Clusteranalyse war der in Kapitel 2.1 beschriebene Datensatz. Abbildung 10 zeigt das Vorgehen der Clusterung: Zunächst wurden die Energieversorgungsunternehmen in drei Größenklassen eingeteilt: Kleine EVU haben Bilanzsummen unter 50 Millionen Euro, große EVU verzeichnen Bilanzsummen über 500 Millionen Euro, die mittelgroßen EVU liegen dazwischen. Innerhalb der Größenklassen ähneln

Clusterung der Energieversorgungsunternehmen

→ Abb. 10



Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025) basierend auf dena (2025). * Eigenkapitalquote; Anmerkung: Grenzen Bilanzsummen: klein <50. Mio. Euro, groß >500 Mio. Euro; Grenzen EK-Quote: klein <20%, groß >75%; Grenzen lokal/überregional: überregional ab 15 versorgten Kommunen. Einige Unternehmen wurden aufgrund von Sonderstellungen oder fehlenden Daten keinem Cluster zugeordnet – daher liegt die Summe aller bei der Clusterung berücksichtigten Unternehmen geringfügig unter der Gesamtzahl der Energieversorgungsunternehmen mit Netzbetrieb.

sich die Unternehmen, sie unterscheiden sich jedoch je nach Größenklasse in einzelnen Merkmalen, die als Basis für die weitere Clusterung dienten: EVU mit kleiner Bilanzsumme unterscheiden sich stark in ihrer Eigenkapitalausstattung; die EVUs mit mittel-großer Bilanzsumme unterscheiden sich wiederum in der Größe ihres Versorgungsgebiets, die großen EVU hingegen in ihrer Eigentümerstruktur.

Investitionsbedarfe

Um die spezifischen Investitionsbedarfe für den Umbau der Energieversorgungsstruktur auf Ebene der EVU zu ermitteln, wurde ein dreistufiges Verfahren entwickelt:

1. Schätzungen zum bundesweiten Investitionsbedarf des Infrastrukturausbau auf Kommunalebene regionalisieren

Im ersten Schritt wurden deutschlandweite Schätzungen zu Investitionsbedarfen für den erforderlichen Umbau der Strom-, Wärme- und Gasnetze auf Kommunalebene regionalisiert. Die Investitionsschätzungen basieren auf Studien des IMK (2024) und von Agora Energiewende (2024). Für die Berechnung der kommunalen Bedarfe wurden die Investitionsschätzungen dieser Studien je Sparte durch die Anzahl der jeweils versorgten Haushalte geteilt und anschließend mit der Haushaltszahl in der jeweiligen Kommune multipliziert. Durch eine Verknüpfung mit Konzessionsdaten für Strom und Gas ließen sich die versorgten Kommunen den Unternehmen zuordnen. Auf diese Weise konnten den Unternehmen schließlich gemittelte Investitionsbedarfe für den Umbau ihrer Strom-, Gas- und Wärmenetze zugewiesen werden.

Dieser Ansatz vereinfacht naturgemäß stark: Er blendet aus, dass Kommunen mit hohem Wärmenetzpotenzial, dichter Bebauung und umfangreicher Gasinfrastruktur einen überdurchschnittlich hohen Investitionsbedarf haben. Hingegen können Unternehmen aus weniger dicht besiedelten Regionen mit überwiegender Versorgung durch Ölheizung sich fast vollständig auf den Ausbau der Stromnetze

konzentrieren. Auch unterschiedliche geografische Gegebenheiten und die Präsenz industrieller Großverbraucher oder spezieller Infrastrukturen im Versorgungsgebiet werden so nicht berücksichtigt. Zudem können sich die tatsächlichen Investitionsbedarfe im Zeitverlauf aufgrund technologischer Entwicklungen oder veränderter regulatorischer Rahmenbedingungen von den Schätzungen unterscheiden. Der hier verfolgte Ansatz ermöglicht aber eine flächendeckende Abschätzung von Investitionsbedarfen auch für kleinere Gemeinden, für die keine detaillierten Netzstudien vorliegen. Außerdem bietet er eine einheitliche Basis für den Vergleich zwischen verschiedenen Regionen und Versorgungsunternehmen.

2. Kapitalbedarfe der Energieversorgungsunternehmen schätzen

Im Rahmen einer integrierten betriebswirtschaftlichen Modellierung wurden anschließend die Kapitalbedarfe für den Umbau der Stromverteil-, Gasverteil- und Wärmenetze je EVU beziehungsweise je EVU-Cluster geschätzt. Hierfür wurden zunächst die Zahlungsströme der Infrastrukturinvestitionen seit 1980 modelliert. Darauf aufbauend wurden anschließend synthetische Bilanzen auf Unternehmens- und Clusterebene berechnet und für die Jahre bis 2045 fortgeschrieben. Andere Faktoren, etwa die Betriebskosten, blieben hierbei unberücksichtigt. Das Modell wurde mithilfe von Restwerten der Bundesnetzagentur für Strom und Gas für die Periode 2019–2023 kalibriert. Dieses Vorgehen ermöglichte eine Standardisierung der Berechnung.

Als Inputgrößen dienten zunächst die Infrastrukturinvestitionen beziehungsweise die aggregierten Investitionen der EVU eines Clusters für den Zeitraum zwischen 1980 und 2045. Das Modell unterscheidet nach drei Sparten: Strom, Gas sowie Fernwärme. Dadurch konnten die jeweiligen ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen der einzelnen Sparten berücksichtigt werden. Dazu gehörte neben spartenspezifischen Abschreibungsfristen vor allem die Verzinsung des im Unternehmen befindlichen Eigen- und Fremdkapitals, die für Strom und Gas seit 2006 durch die Bundesnetzagentur

(StromNEV/GasNEV) vorgegeben wird. Für den Zeitraum vor 2006 und für die Berechnung der Cashflows der Wärmenetze wurde mit zusätzlichen Risikoauflägen gerechnet. In die Kalkulation der künftigen Kapitalverzinsung sind außerdem die durch die Bundesnetzagentur in Aussicht gestellte Anpassung in der Methodik gemäß dem laufenden Reformprozess der Netzentgeltanerkennung (NEST) sowie Zinserwartungen eingeflossen.

Der jeweilige Fremdkapitalanteil der historischen Finanzierung in den verschiedenen Clustern wurde auf Basis des Bilanz-Screenings für das Jahr 2021 festgelegt. Die Festlegung der Ausschüttungsquote basiert auf einer stichprobenartigen Analyse von Geschäftsberichten jeweils mehrerer EVU pro Cluster, die dann als Durchschnittswert für die jeweiligen Cluster genutzt wurden. Die so ermittelten Ausschüttungsquoten spiegeln dadurch unterschiedliche Ausschüttungspolitiken innerhalb der verschiedenen Cluster wider und weichen teils deutlich vom Durchschnittswert der Bundesnetzagentur ab, die ihn mit rund 60 Prozent beziffert hat (BNetzA, 2025a).

Für die *Base-Case*-Simulationen galt die Annahme, dass die Fremdkapitalquote für die Sparten Strom und Gas in den Clustern mit niedriger Fremdkapitalquote auf 60 Prozent steigen würde. Dabei ging es darum, das Potenzial moderat ausgeweiteter Fremdkapitalfinanzierung angemessen zu berücksichtigen. Für Cluster mit einer Fremdkapitalquote von über 60 Prozent wurde die historische Fremdkapitalquote auch in der Simulation weitgehend konstant gehalten; nur im Fall kleiner, hochverschuldeter Stadtwerke sank sie von 88 Prozent auf 80 Prozent. Für die Wärmesparte wurde im Rahmen der *Base-Case*-Simulation pro Cluster mit einer Fremdkapitalquote gerechnet, die jeweils 10 Prozentpunkte unterhalb der Quoten für die Bereiche Strom und Gas lag, um so dem erhöhten Risikoprofil des weniger regulierten Wärmegeschäfts Rechnung zu tragen. Da das Modell ausschließlich Anschaffungsinvestitionen berücksichtigt, wurden bestehende Zuschüsse für erneuerbare Fernwärme, insbesondere im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Wärme (BEW), nicht berücksichtigt, da diese die Wirtschaftlichkeitslücke adressieren und somit Betriebskosten in

erheblichem Maße einschließen. Die Ausschüttungsquoten blieben im *Base Case* über 2021 hinaus konstant auf historischem Niveau, wobei für die Sparte Gas angenommen wurde, dass die Ausschüttungsquoten 10 Prozentpunkte oberhalb der Quoten für die Sparten Strom und Gas liegen. Eine Übersicht der hier skizzierten Szenario-Annahmen ist im Anhang zu finden.

3. Eigenkapitalbedarfe der Energieversorgungsunternehmen durch Sensitivitäten variieren

Um die konkrete Zusammensetzung der Kapitalbedarfe pro Cluster – also die Finanzierung über Innenfinanzierung, Eigen- und Fremdkapital – unter verschiedenen Bedingungen abzuschätzen, wurden auf Clusterebene drei sogenannte Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dafür wurden Fremdkapital- und Ausschüttungsquote für den Zeitraum ab 2021 als veränderbar vorausgesetzt:

- Sensitivität 1 erhöht die Fremdkapitalquote um 20 Prozentpunkte, maximal jedoch bis auf 80 Prozent.⁵
- Sensitivität 2 reduziert die Ausschüttungsquote um 20 Prozentpunkte, wobei die Innenfinanzierungsquote maximal 100 Prozent erreichen kann.
- Sensitivität 3 kombiniert die Anpassungen aus Sensitivität 1 und 2.

Darüber hinaus wurde auch für die Eigenkapitalrenditen in den Sparten Strom und Gas eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt (siehe Kapitel 4.1), für die ein zusätzlicher Aufschlag von plus 3 Prozentpunkten (Strom) und plus 5 Prozentpunkten (Gas) festgelegt wurde. Diese Sensitivierung trägt der Tatsache Rechnung, dass in den *Base-Case*-Simulationen keine Ergebnisbeiträge durch die Differenz aus Erlösobergrenze und tatsächlichen Kosten berücksichtigt wurden sind, sondern lediglich regulatorische Kapitalverzinsungen. Die Parameter der Sensitivitäten sind im Anhang aufgelistet. Für eine detailliertere Methodenbeschreibung siehe zudem Inan et al. (2025).

⁵ Für die kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke bedeutet dies eine unveränderte Fremdkapitalquote.

3.2 Energieversorger-Cluster im Überblick

Aus der systematischen Analyse der deutschen EVU-Landschaft ergeben sich sieben Unternehmenstypen, die sich in ihrer Größe und Finanzausstattung, ihrem Versorgungsgebiet, der Eigentümerstruktur, ihrer Geschäftsphilosophie sowie ihrer Investitionsfähigkeit unterscheiden.

Kleine Unternehmen bilden die zahlenmäßig größte Gruppe: Knapp 500 EVU haben eine Bilanzsumme von weniger als 50 Millionen Euro. Diese Unternehmen sind mehrheitlich in kommunalem Besitz und regional verankert. Sie versorgen meist eine einzelne Kommune mit der entsprechenden Infrastruktur. In dieser Gruppe zeigen sich die deutlichsten Varianzen in der Eigenkapitalausstattung. So stehen am unteren Ende des Spektrums kleine, hochverschuldete Stadtwerke (5 Prozent aller Energieversorgungsunternehmen) mit einer Eigenkapitalquote von im Mittelwert nur 12 Prozent. Am oberen Ende finden sich **kleine, wohlhabende Stadtwerke** (6 Prozent) mit Eigenkapitalquoten von 82 Prozent. Dazwischen sind **kleine, klassische Stadtwerke** mit durchschnittlichen Eigenkapitalquoten von 45 Prozent, die mit insgesamt knapp 400 Unternehmen (43 Prozent) auch das insgesamt größte Cluster darstellen (siehe Abbildung 11).

Unternehmen im mittleren Bilanzsummenbereich (unter 500 Millionen Euro und über 50 Millionen Euro) stellen circa 40 Prozent aller Energieversorger

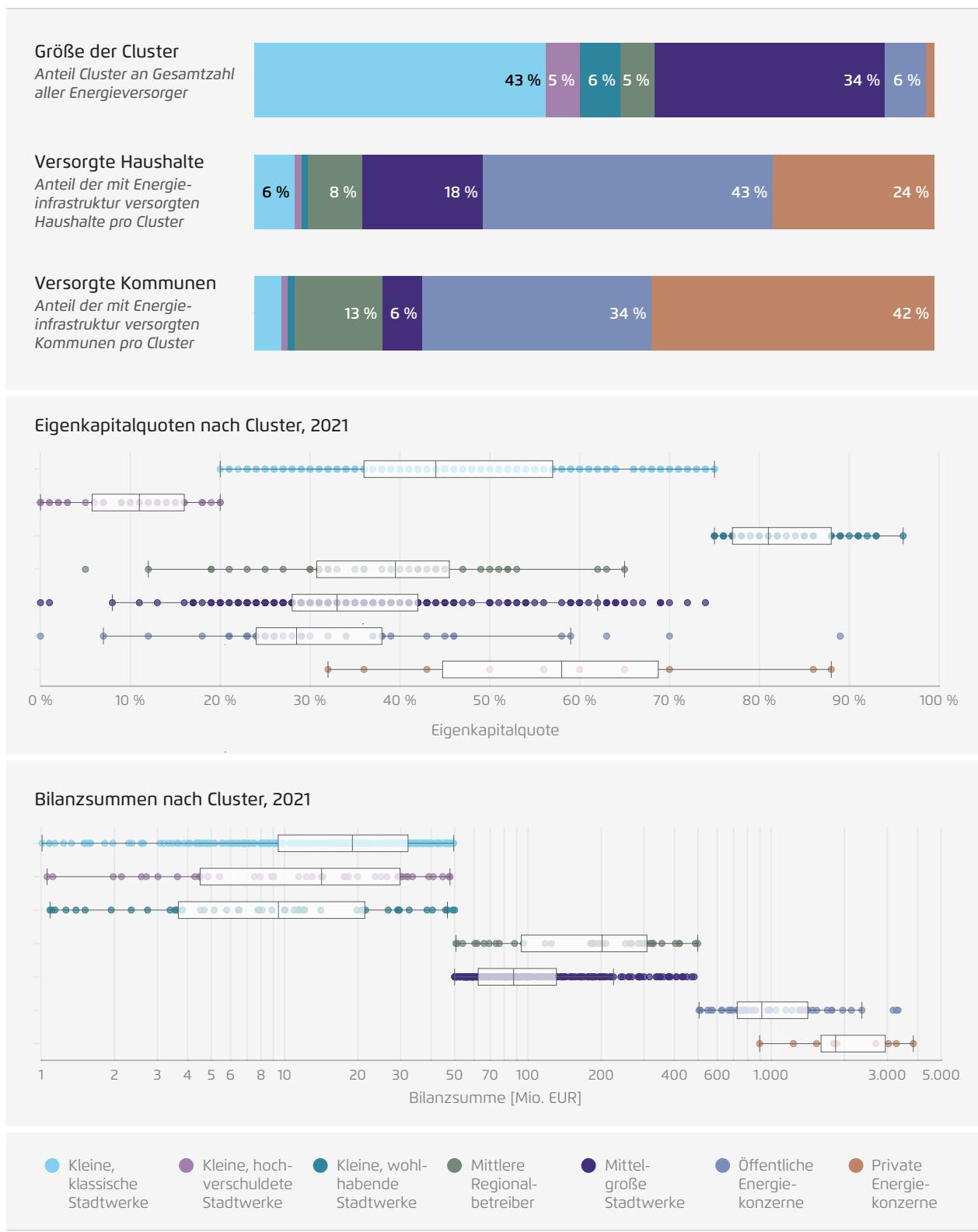
in Deutschland. Trotzdem versorgen sie in Summe weniger Haushalte mit Infrastruktur als Unternehmen mit den größten Bilanzsummen. Die Energieversorger im mittleren Sektor haben in der Tendenz solide Eigenkapitalquoten und sind fast alle mehrheitlich in kommunaler Hand. Unterschiede bestehen hier vor allem mit Blick auf das Versorgungsgebiet, also zwischen Unternehmen, die nur in wenigen Kommunen agieren (**Mittelgroße Stadtwerke**), und überregionalen Infrastrukturbetreibern (**Mittlere Regionalbetreiber**).

Unternehmen mit großer Bilanzsumme (über 500 Millionen Euro) betreiben Netze in großen Gebieten mit oft mehr als 100 Kommunen. Sie sind meist in Konzernstrukturen organisiert, investitionsstark und haben tendenziell solide Eigenkapitalquoten. Unterschiede bestehen in diesem Bereich zwischen Unternehmen, die mehrheitlich im Besitz privater Eigentümer sind (**Private Energiekonzerne**) sowie Unternehmen, die mehrheitlich in kommunalem Besitz sind (**Öffentliche Energiekonzerne**).

Die hier skizzierten strukturellen Unterschiede zwischen den Energieversorgern der verschiedenen Cluster haben direkte Auswirkungen auf deren Investitionsfähigkeit. Abbildung 11 gibt einen Überblick über die Bedeutung der Cluster (also, des Anteils des Clusters an der Gesamtzahl der EVU, sowie an den versorgten Haushalten und versorgten Kommunen), Eigenkapitalquoten und Bilanzsummen der EVU der verschiedenen Cluster.

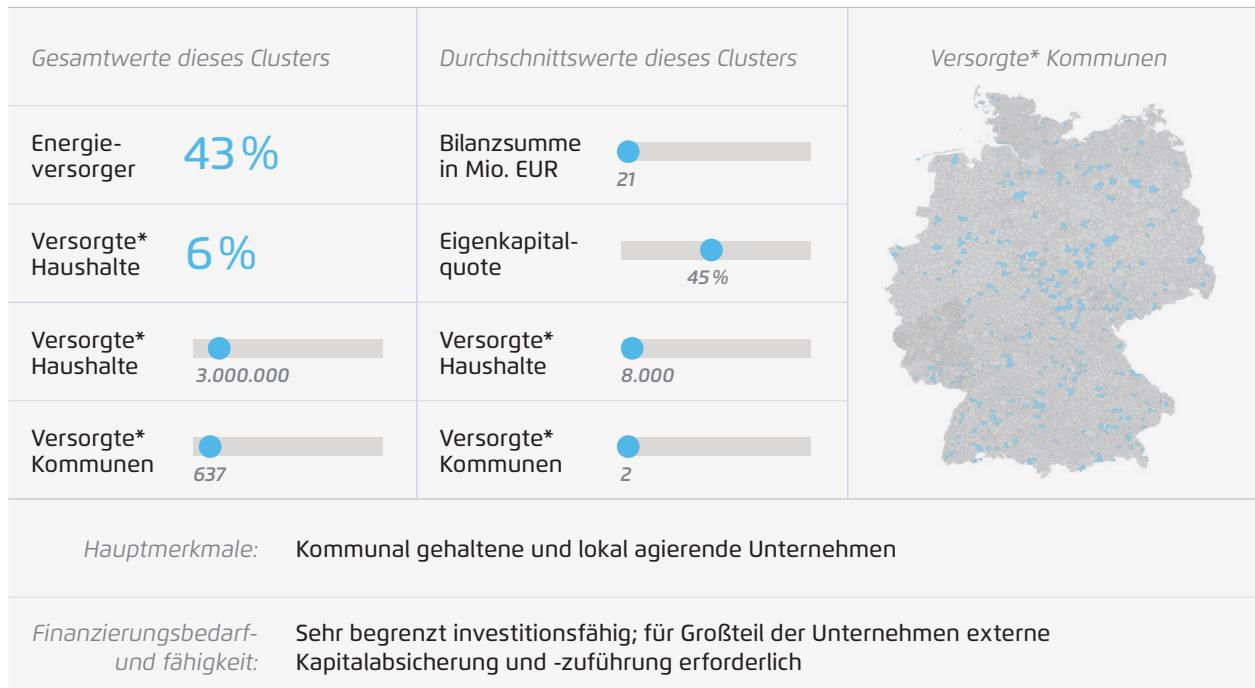
Übersicht und Auswertung der Energieversorger-Cluster

→ Abb. 11



Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität, Dezernat Zukunft (2025) basierend auf dem Marktstammdatenregister, der Preistransparenzplattform Fernwärme, Konzessionsdaten von infas360 (2025) sowie Recherchen der Jahres- und Tätigkeitsabschlüsse nach dem EnWG sowie der Konzernabschlüsse für 2021 durch die Stiftung Klimaneutralität. Interpretationshinweis Boxplots: Die Box selbst repräsentiert die mittleren 50 Prozent der Daten, der Strich innerhalb der Box zeigt den Median. Die Antennen decken die verbleibenden 50 % ab, Ausreißer werden als einzelne Punkte dargestellt.

3.3 Kleine, klassische Stadtwerke



*Versorgung bezieht sich hier auf den Netzbetrieb

Heutige Situation

Kleine, klassische Stadtwerke betreiben in einer oder zwei Kommunen Strom-, Gas- und teilweise Fernwärmennetze. Mit rund 370 Unternehmen stellen sie das größte Energieversorger-Cluster – obwohl sie insgesamt nur 6 Prozent der Haushalte versorgen. Neben dem Geschäft als Energieversorger übernehmen sie häufig auch andere Aufgaben der kommunalen Daseinsvorsorge. So betreiben sie etwa Schwimmbäder, die Wasserversorgung und den öffentlichen Personennahverkehr vor Ort oder übernehmen den Breitbandausbau in ihrer Region. Die Kommune ist in fast allen Fällen Haupteigentümerin, weshalb die Daseinsvorsorge sowohl das Selbstverständnis als auch die Geschäftstätigkeit der betreffenden Unternehmen dominiert. Dementsprechend besteht hier ein intensiver Austausch mit der lokalen Politik und Verwaltung.

Mit einer durchschnittlichen Bilanzsumme von 21 Millionen Euro und einer Eigenkapitalquote von über 45 Prozent verfügen diese Unternehmen über eine solide Finanzbasis. Sie sind jedoch aufgrund

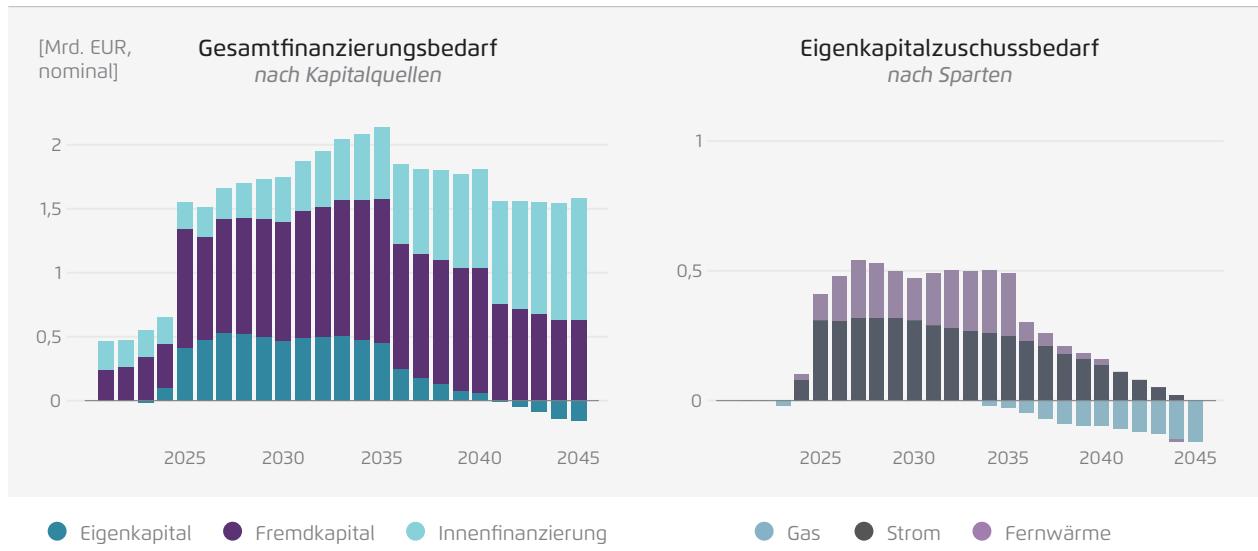
ihrer geringen Größe wenig interessant für klassische Investoren. Fremdkapital beziehen solche Stadtwerke überwiegend über kommunale Hausbanken, Zugang zum Anleihenmarkt haben sie nicht. Über viele Jahrzehnte haben die kommunalen Energieversorger verlässlich Ausschüttungen an ihre Gesellschafter geleistet, vielfach mit hohen Ausschüttungsquoten von durchschnittlich mehr als 77 Prozent des Unternehmensgewinns. Infolgedessen konnten sie jedoch keine großen Kapitalreserven aufbauen. Zudem ist ihr Investitionsbedarf in den letzten zwei Jahrzehnten stetig gestiegen; gestemmt haben die Unternehmen diese Investitionen überwiegend durch eine Mischung aus Innenfinanzierung und Fremdkapitalaufnahme. Nur vereinzelt mussten Eigentümer oder Gesellschafter frisches Eigenkapital zuführen.

Künftiger Finanzierungsbedarf

Im Zeitraum 2026–2045 müssen kleine, klassische Stadtwerke rund 35 Milliarden Euro in ihre Energieinfrastruktur investieren. Der Großteil dieser Summe fällt mit rund 23 Milliarden Euro für den

Cluster Kleine, klassische Stadtwerke – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045

→ Abb. 12



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1

Stromnetzausbau an, rund 10 Milliarden Euro entfallen auf den Wärmenetzausbau und 2 Milliarden Euro auf die Instandhaltung und Stilllegung der Gasverteilnetze. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung des Investitionsbedarfs um über 230 Prozent gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau im Zeitraum 2015–2025.

Kleine, klassische Stadtwerke benötigen frisches Eigenkapital, um die nötigen Investitionen tätigen zu können. Abbildung 12 zeigt die Simulationsergebnisse für den spartenübergreifenden Kapitalbedarf des Clusters. Unter der Annahme historischer Ausschüttungsquoten sowie einer maximalen Fremdkapitalquote von 60 Prozent (Strom und Gas) beziehungsweise 50 Prozent (Wärme) ergibt sich somit ein Eigenkapitalzuführungsbedarf von rund 5,2 Milliarden Euro bis 2045. Das entspricht rund 15 Prozent des clusterbezogenen Investitionsvolumens. Dieser Bedarf konzentriert sich vor allem auf den Zeitraum bis 2035. Der Großteil des zusätzlichen Eigenkapitalbedarfs entfällt dabei auf die Stromnetze (siehe Abbildung 12). Aber auch die Finanzierung der Wärmeinfrastrukturen erfordert zusätzliches Eigenkapital. Das Gasnetzgeschäft wird hingegen vollständig von innen her und über Fremdkapital

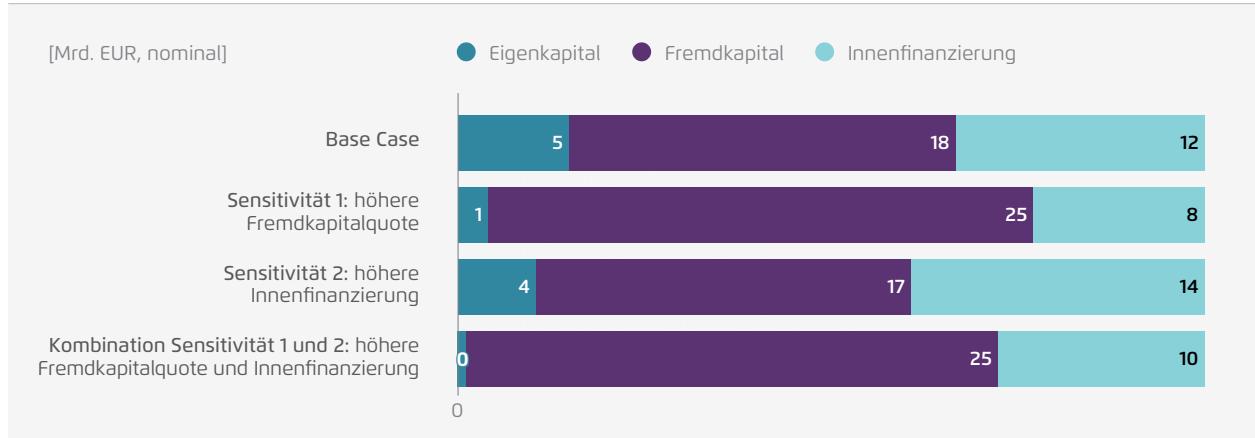
finanziert werden können. Ab 2034 übersteigt die Innenfinanzierungskraft die notwendigen Eigenkapitalanforderungen sogar, weshalb sie in Mehrspartenunternehmen dann auch für die Finanzierung der anderen Sparten herangezogen werden kann. Ab etwa 2041 entwickelt sich der Eigenkapitalzuführungsbedarf des Clusters insgesamt negativ. Das heißt: Eigenkapital kann dann über die historischen Ausschüttungsquoten hinaus an die Eigentümer zurückgeführt werden.

Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei höheren Fremdkapitalquoten und geringerer Ausschüttung

Der Gesamtbedarf des Clusters an zusätzlichem Eigenkapital lässt sich erheblich reduzieren, wenn die betreffenden Unternehmen und deren Eigentümer bereit und fähig sind, die Finanzierungsstrukturen zu verändern. Ließe sich die Fremdkapitalquote um 20 Prozentpunkte steigern, so würde das den zusätzlichen Eigenkapitalbedarf des Clusters um rund 3,8 Milliarden Euro oder rund 70 Prozent reduzieren. Könnte die Ausschüttungsquote um 20 Prozentpunkte gesenkt werden, so würde der Bedarf um

Cluster Kleine, klassische Stadtwerke – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045

→ Abb. 13



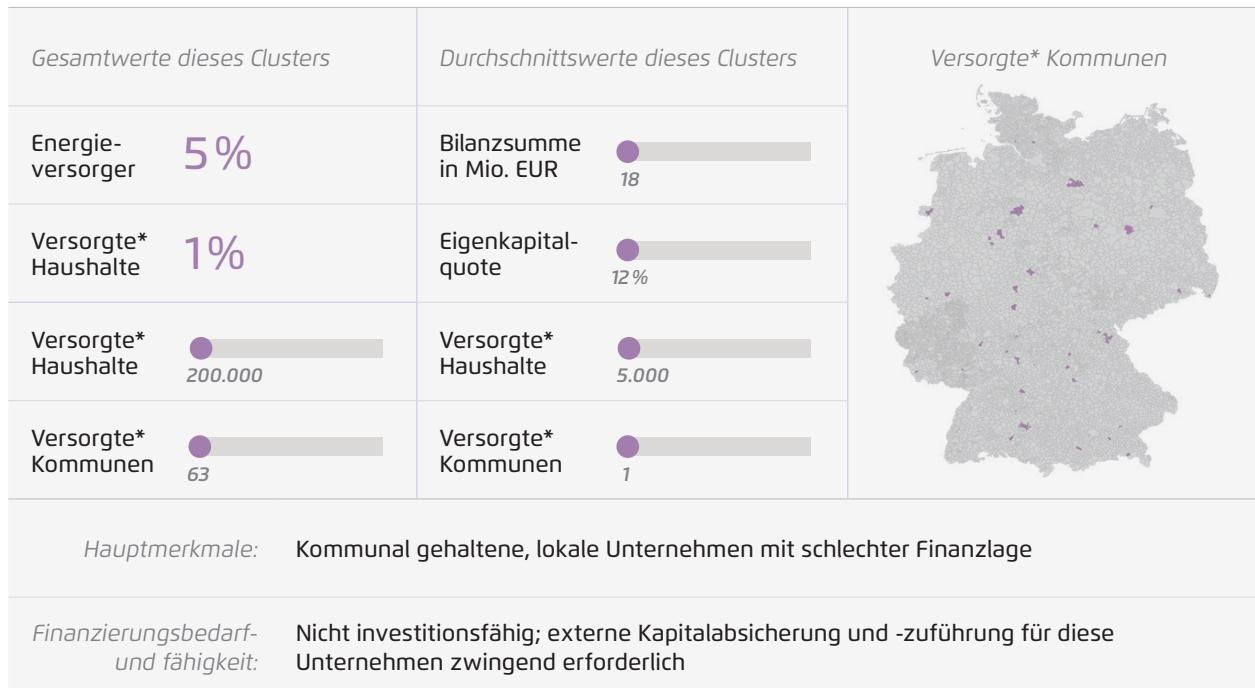
Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang

rund 1,5 Milliarden Euro sinken. Beide Maßnahmen zusammen würden den Zuschussbedarf zudem auf rund 0,4 Milliarden Euro absenken (minus 4,8 Milliarden Euro) (siehe Abbildung 13).

Allerdings sind beiden Strategien auch Grenzen gesetzt: Eine Fremdkapitalquote nahe 80 Prozent ist angesichts historischer Daten und nach Einschätzung aktueller Fachliteratur zwar möglich, allerdings fordern Banken hierfür nicht selten zusätzliche Absicherungen durch die Eigentümer. Gerade im Falle

kleinerer Kommunen sind diese aber nicht immer bereit oder in der Lage, die entsprechende Absicherung zu leisten. Eine Absenkung der Ausschüttungsquote zur Stärkung des Innenfinanzierungsanteils ist zwar denkbar; aufgrund des oftmals zentralen Beitrags der betreffenden Unternehmen zur Finanzierung der kommunalen Daseinsvorsorge dürfte das Potenzial dieses Hebelns aber ebenfalls beschränkt sein. Gleiches gilt für die direkte Zuführung von Eigenkapital in den geschätzten Größenordnungen durch die Eigentümer.

3.4 Kleine, hochverschuldete Stadtwerke



*Versorgung bezieht sich hier auf den Netzbetrieb

Heutige Situation

Kleine, hochverschuldete Stadtwerke betreiben Strom- und Gasnetze in nur einer Kommune, in wenigen Fällen gehört auch der Wärmenetzbetrieb zum Portfolio. In Geschäftstätigkeit und Selbstverständnis dominiert die Daseinsvorsorge. Die jeweiligen Kommunen sind meist Haupteigentümerin, und die Unternehmen übernehmen oft weitere kommunale Aufgaben wie den Bäderbetrieb oder die Wasserversorgung vor Ort.

Die kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke leiden unter einer sehr schlechten Kapitalausstattung. Ursache dieser prekären finanziellen Lage ist in vielen Fällen der Umstand, dass die betreffenden Energieversorger in den vergangenen Jahrzehnten hohe Ausschüttungen an die kommunalen Eigentümer leisten mussten – im Schnitt 75 Prozent. Viele Kommunen sind nämlich selbst hochverschuldet und auf die Erträge der kommunalen Energieversorgungsunternehmen angewiesen. In manchen Fällen haben allerdings auch unternehmerische Fehlentscheidungen zu einer bilanziellen Schieflage geführt. Die Eigenkapitalquote von im Mittelwert rund

12 Prozent liegt weit unter dem branchenüblichen Niveau und auch unter den banküblichen Mindestanforderungen für Kreditvergaben. Mit einer Bilanzsumme von durchschnittlich 18 Millionen Euro sind diese Unternehmen außerdem zu klein für kapitalmarktfähige Finanzierungsstrategien.

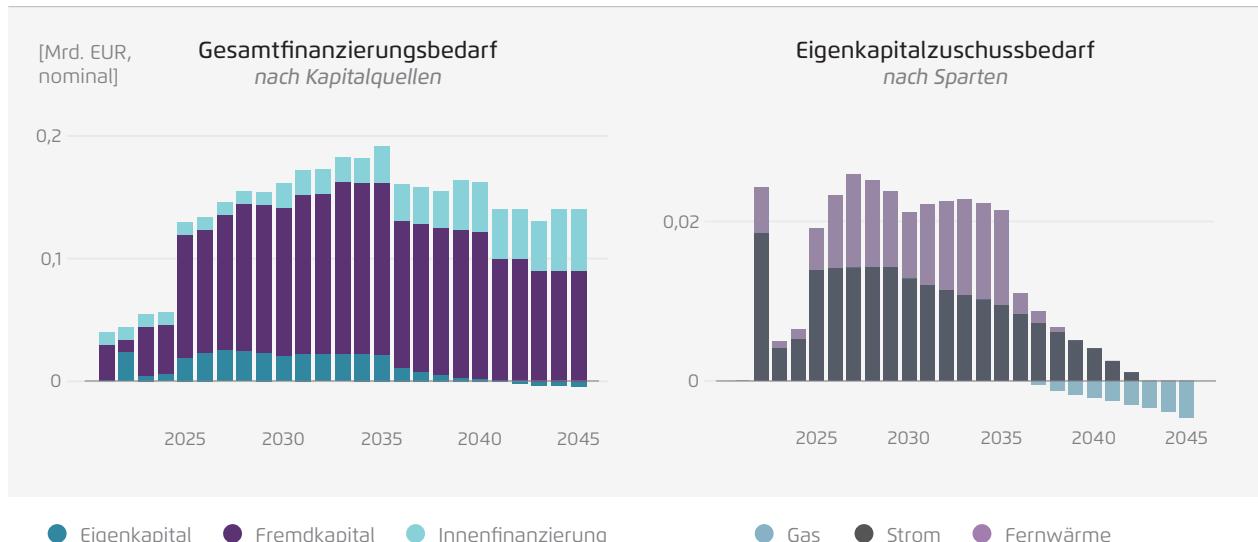
Künftiger Finanzierungsbedarf

Im Zeitraum 2026–2045 müssen die Stadtwerke dieses Clusters rund 3,1 Milliarden Euro in den erforderlichen Umbau ihrer Energieinfrastrukturen investieren. Der Großteil des Investitionsbedarfs entfällt dabei mit 2,1 Milliarden Euro auf den Stromnetzausbau, weitere 0,9 Milliarden Euro sind für den Wärmenetzausbau und 76 Millionen Euro für die Instandhaltung und Stilllegung der Gasverteilnetze erforderlich. Dies entspricht einer Steigerung des jährlichen Investitionsbedarfs um rund 260 Prozent gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau im Zeitraum 2015–2025.

Kleine, hochverschuldete Stadtwerke brauchen frisches Eigenkapital, um die erforderlichen

Cluster Kleine, hochverschuldet Stadtwerke – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045

→ Abb. 14



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; Anmerkung: Eigenkapitalbedarf vor 2025 resultiert aus der Annahme einer Verringerung der Fremdkapitalquote auf 80 %

Investitionen tätigen zu können. Abbildung 14 zeigt die Simulationsergebnisse für den spartenübergreifenden Kapitalbedarf des Clusters. Unter der Annahme historischer Ausschüttungsquoten des Clusters sowie einer maximalen Fremdkapitalquote von 80 Prozent (Strom und Gas) beziehungsweise 70 Prozent (Wärme) ergibt sich somit ein Eigenkapitalzuführungsbedarf von rund 246 Millionen Euro bis 2045, was etwa 8 Prozent des gesamten Investitionsvolumens in diesem Cluster entspricht.

Der im Hinblick auf das Investitionsvolumen moderat erscheinende Eigenkapitalbedarf ergibt sich aus dem großen Fremdkapitalanteil; die Fremdkapitalquote liegt mit im Mittelwert 88 Prozent (bis 2021) im Vergleich zu denen der anderen Cluster am höchsten. Da eine solch hohe Fremdkapitalquote allerdings nicht nachhaltig ist, wurde für das *Base-Case*-Szenario angenommen, dass sie ab 2021 zumindest auf 80 Prozent sinken würde. Hohe Ausschüttungsquoten von 75 Prozent führen zudem zu einer schwachen Innenfinanzierung, sodass der Eigenkapitalzuführungsbedarf bis 2040 bestehen bleiben dürfte. Der Großteil des zusätzlichen Eigenkapitalbedarfs entfällt auf die Stromnetze (siehe Abbildung 14). Aber auch die Finanzierung der Wärmeinfrastrukturen

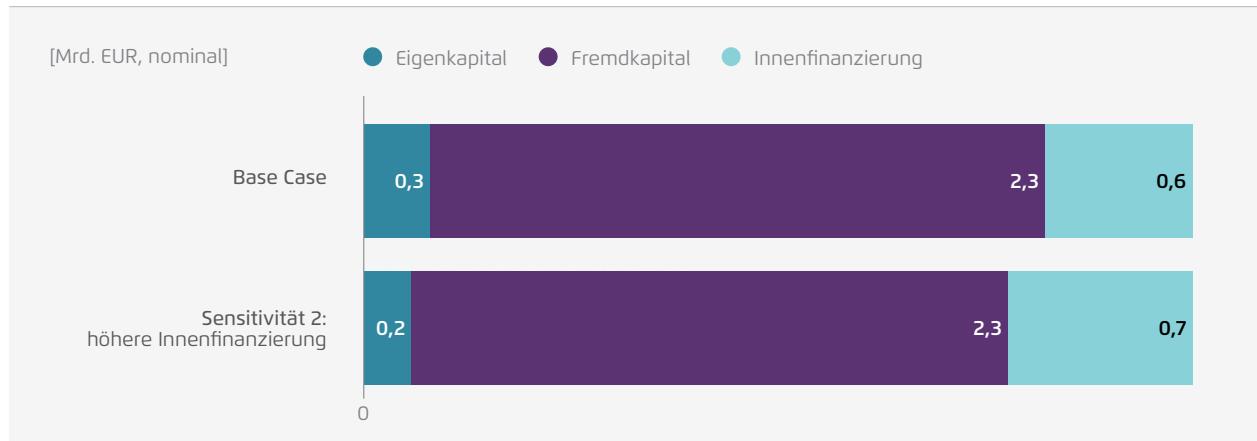
erfordert zusätzliche Eigenmittel. Das Gasnetzgeschäft kann hingegen vollständig über Innenfinanzierung und Fremdkapital getragen werden und ab 2041 in Mehrspartenunternehmen zur Finanzierung anderer Sparten herangezogen werden, wenn auch in einem vergleichsweise geringen Umfang.

Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei geringerer Ausschüttung

Aufgrund der sehr angespannten finanziellen Lage der kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke gibt es keinen Handlungsspielraum für eine höhere Verschuldung; doch auch der Spielraum für niedrigere Gewinnausschüttungen ist begrenzt. Abbildung 15 zeigt deshalb nur die Auswirkung unterschiedlicher Ausschüttungsraten. Eine Senkung der Ausschüttungsrate um 20 Prozentpunkte gegenüber dem *Base Case* reduziert den Eigenkapitalbedarf bis 2045 um rund 70 Millionen Euro beziehungsweise rund 28 Prozent. Allerdings müssten die oftmals finanzschwachen Kommunen als Eigentümer die wegfallenden Einnahmen aus der Gewinnausschüttung dann anderweitig kompensieren. Das Potenzial höherer Ausschüttungsraten erscheint deshalb sehr beschränkt.

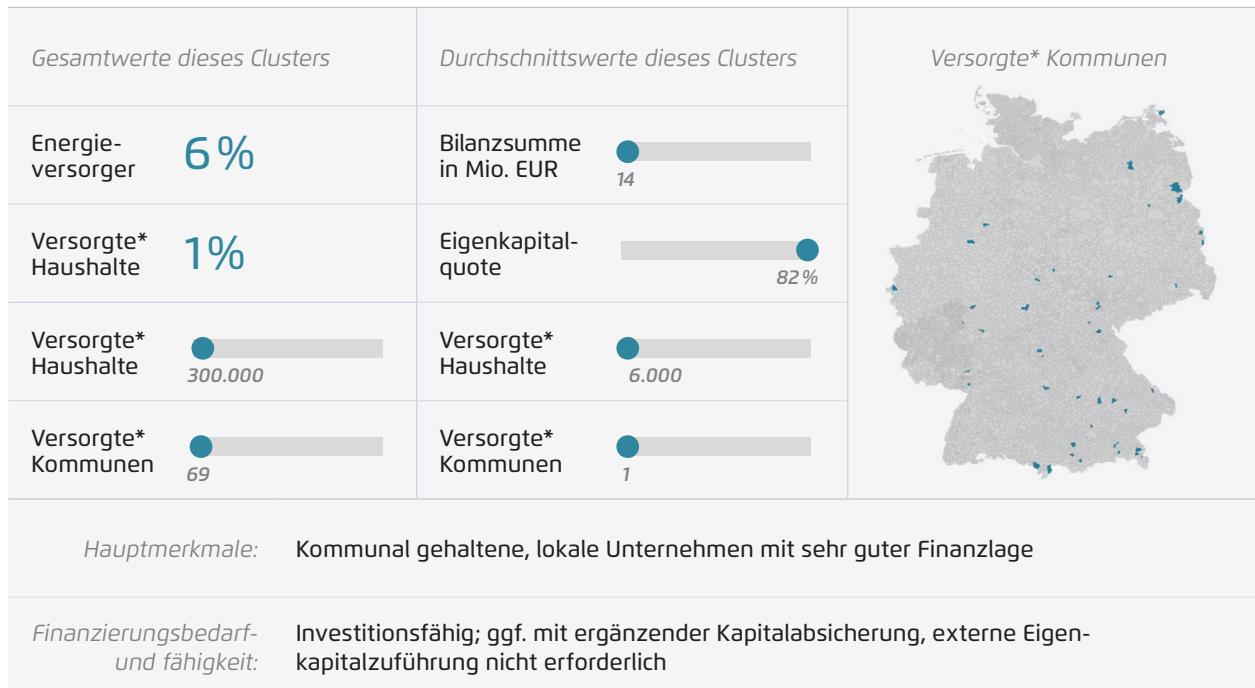
→ Abb. 15

**Cluster Kleine, hochverschuldete Stadtwerke –
Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045**



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang; Anmerkung: Sensitivität 1 und 3 werden hier nicht betrachtet, da der Fremdkapitalspielraum bereits ausgereizt ist

3.5 Kleine, wohlhabende Stadtwerke



*Versorgung bezieht sich hier auf den Netzbetrieb

Heutige Situation

Kleine, wohlhabende Stadtwerke betreiben Strom- und Gas- sowie teilweise auch Fernwärmenetze in einer bis maximal zwei Kommunen im unmittelbaren geografischen Umfeld. Die versorgten Kommunen sind dabei typischerweise eher klein. Im Durchschnitt sind an die Netze wohlhabender Stadtwerke rund 6.000 Haushalte angeschlossen. In ihrer Geschäftstätigkeit und ihrem Selbstverständnis dominiert ebenfalls die Daseinsvorsorge, allerdings ohne den in anderen Clustern üblichen Finanzdruck.

Die Energieversorgungsunternehmen dieses Clusters sind in einer außergewöhnlich komfortablen finanziellen Situation. Mit einer Eigenkapitalquote von fast 82 Prozent sind sie praktisch schuldenfrei und verfügen über erhebliche finanzielle Reserven. In den meisten Fällen gehören die Unternehmen wohlhabenden Kommunen, die nicht auf regelmäßige Erträge aus der Geschäftstätigkeit des Energieversorgers angewiesen sind. Die Ausschüttungsquote ist mit 10 Prozent dementsprechend sehr niedrig. Über die Jahre hat die Thesaurierung von Gewinnen so ein

großes Eigenkapitalpolster entstehen lassen. In einigen Fällen profitieren solche Stadtwerke auch von historischen Sondereffekten wie dem Verkauf von Beteiligungen oder günstigen Konzessionsverträgen.

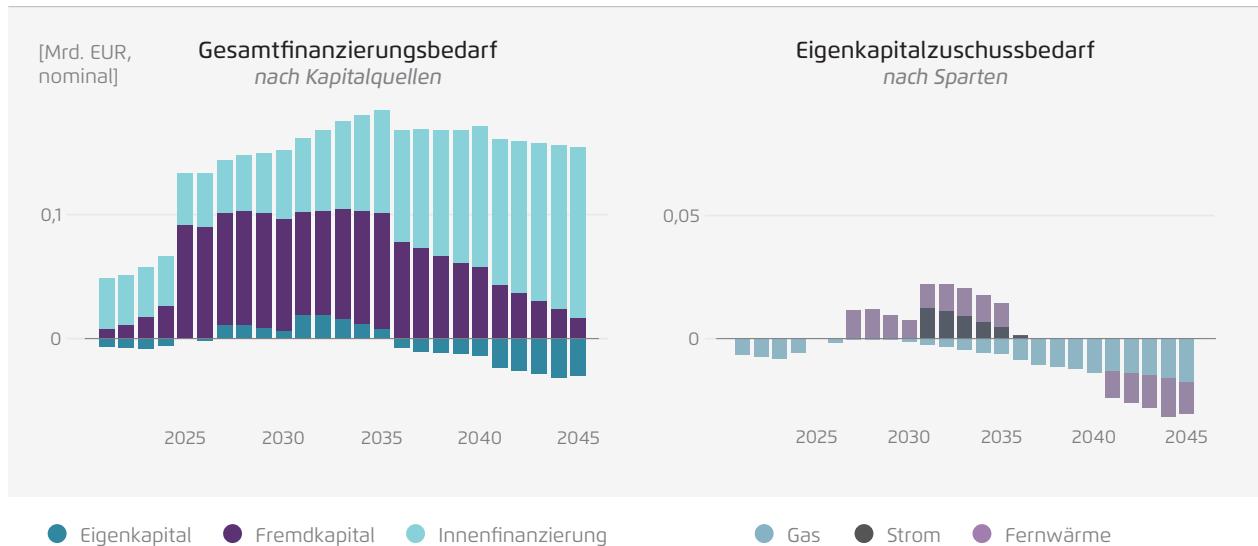
Künftiger Finanzierungsbedarf

Im Zeitraum 2026–2045 müssen die kleinen, wohlhabenden Stadtwerke rund 3 Milliarden Euro in ihre Energieinfrastrukturen investieren. Der Großteil entfällt mit rund 2,1 Milliarden Euro auf den Stromnetzausbau, 0,8 Milliarden Euro sind für den Wärmenetzausbau und 0,1 Milliarden Euro für die Instandhaltung und Stilllegung der Gasverteilnetze erforderlich. Dies entspricht einer Steigerung des jährlichen Investitionsbedarfs um rund 220 Prozent gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau im Zeitraum 2015–2025.

Diesen Investitionsbedarf können kleine, wohlhabende Stadtwerke in der Regel gut decken, da sie über komfortable Verschuldungsspielräume und großzügige Reserven zur Innenfinanzierung verfügen.

Cluster Kleine, wohlhabende Stadtwerke – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045

→ Abb. 16



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1

Abbildung 16 zeigt die Simulationsergebnisse für den spartenübergreifenden Kapitalbedarf des Clusters. Unter der Annahme historischer Ausschüttungsquoten des Clusters und einer maximalen Fremdkapitalquote von 60 Prozent (Strom und Gas) beziehungsweise 50 Prozent (Wärme) ergibt sich somit für den Zeitraum bis 2045 ein negativer Eigenkapitalzuführungsbedarf – ein Sonderfall unter den hier analysierten Clustern. Die betreffenden Energieversorger haben für den Gesamtzeitraum bis 2045 netto also keinen Eigenkapitalzuschussbedarf. Allerdings müssen Unternehmen hierfür ihre Fremdkapitalquoten signifikant von heute rund 20 auf 60 Prozent anheben und normalisieren – was im *Base-Case* bereits angenommen wurde. Vor 2036 müssen Eigentümer außerdem auch in diesem Cluster frisches Eigenkapital in Höhe von rund 110 Millionen Euro zuführen.

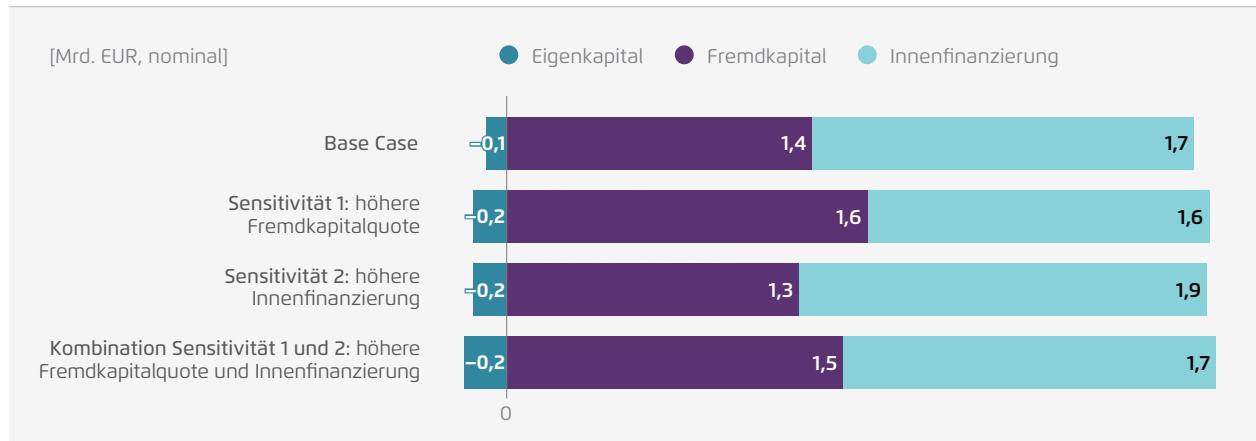
In den Folgejahren könnte dann Eigenkapital an die Eigentümer zurückgeführt werden.

Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei höheren Fremdkapitalquoten und geringerer Ausschüttung

Die Ausschüttungsquoten im Cluster der wohlhabenden Stadtwerke sind bereits sehr niedrig, eine weitere Reduktion wäre daher unrealistisch. Eine Verschuldung, die über 60 Prozent hinausginge, könnte wiederum die temporär anfallenden Eigenkapitalbedarfe bis 2035 vollständig auflösen (siehe Abbildung 17). Um den Energieversorgern dieses Clusters einen solchen Verschuldungsgrad zu ermöglichen, bräuchte es unter Umständen begrenzte Sicherheiten, insbesondere gegenüber Fremdkapitalgebern.

**Cluster Kleine, wohlhabende Stadtwerke –
Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045**

→ Abb. 17



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang

3.6 Mittlere Regionalbetreiber



*Versorgung bezieht sich hier auf den Netzbetrieb

Heutige Situation

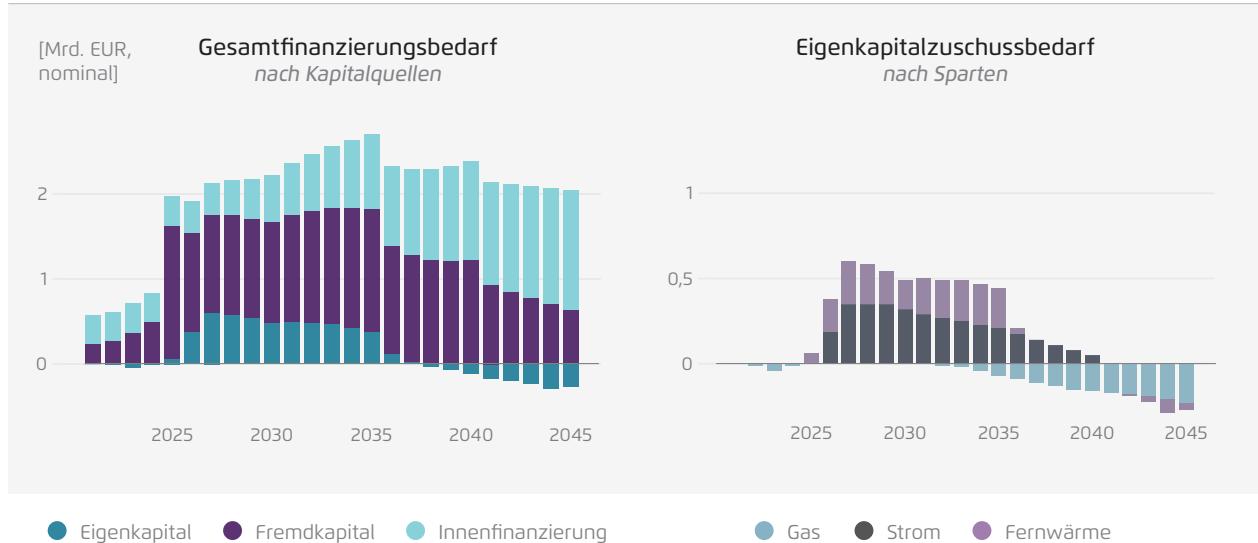
Mittlere Regionalbetreiber versorgen im Durchschnitt 46 Kommunen mit Strom- und Gasnetzen sowie in geringerem Maße auch mit Fernwärmenetzen. Eine solche Struktur ist vor allem in Regionen mit kleinteiligen Gemeindestrukturen zu finden. Dazu gehören ländliche Gebiete oder Bundesländer mit vielen kleinen Kommunen. Oft haben sich in solchen Regionen einzelne kleine Stadtwerke in der Vergangenheit zusammengeschlossen oder wurden von einem regionalen Versorger übernommen. Ihre Entstehungsgeschichte prägt diese Unternehmen bis heute. Sie müssen ein komplexes Portfolio unterschiedlicher Konzessionsgebiete managen – von der Kreisstadt bis zum abgelegenen Dorf. Dabei gilt es mit zahlreichen kommunalen Akteuren umzugehen. Die betreffenden Unternehmen fokussieren sich in der Regel auf den Netzbetrieb; andere Leistungen der Daseinsvorsorge spielen eine geringere Rolle. Aufgrund der zahlreichen Gesellschafter ist der Austausch mit Politik und Verwaltung weniger intensiv als bei Stadtwerken, die nur eine einzelne Kommune

versorgen. Die überregionale Struktur ermöglicht den Unternehmen zudem eine Optimierung ihrer Geschäftstätigkeit durch Bündelung von Aufgaben, gemeinsamen Einkauf und übergreifende Netzplanung. Andererseits erfordern das Management eines mittleren Regionalbetreibers und die Abstimmung mit den vielen beteiligten Kommunen erhebliche Ressourcen.

Die finanzielle Situation der Energieversorger dieses Clusters ist mit einer Eigenkapitalquote von durchschnittlichen rund 38 Prozent solide. Die Cashflows sind aufgrund der heterogenen und oft ländlichen Versorgungsgebiete eher gering bis moderat – die Netzkosten pro Anschluss sind höher als in verdichteten, städtischen Gebieten. Mit einer Ausschüttungsquote von 52 Prozent liegen diese Unternehmen etwas unter dem von der Bundesnetzagentur (2025a) genannten Durchschnitt von etwa 60 Prozent. Insbesondere diese moderate Ausschüttungsquote erlaubt den mittleren Regionalversorgern eine starke Innenfinanzierung.

Cluster Mittlere Regionalbetreiber – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045

→ Abb. 18



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1

Künftiger Finanzierungsbedarf

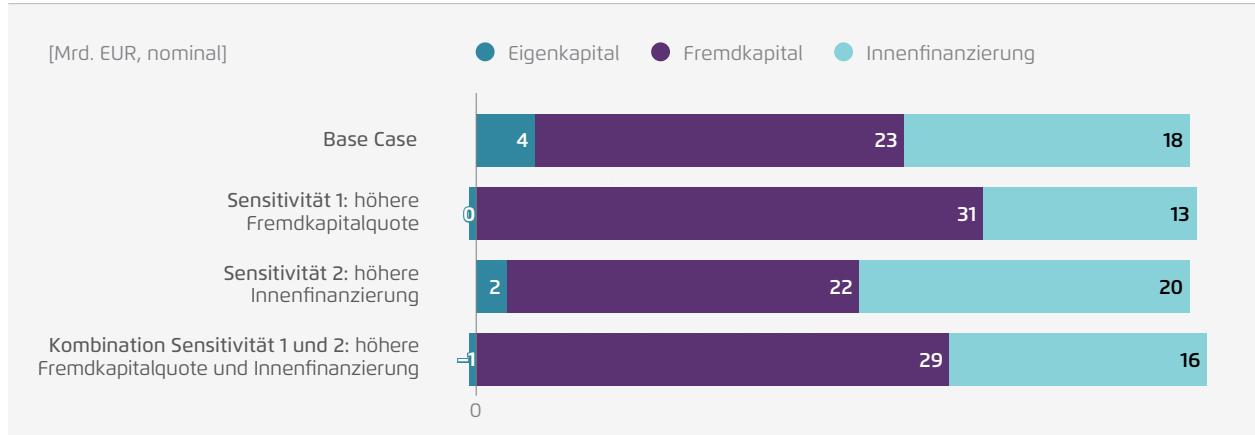
Im Zeitraum 2026–2045 müssen mittlere Regionalbetreiber rund 44 Milliarden Euro in ihre Energieinfrastruktur investieren. Der Großteil dieser Summe entfällt mit 30 Milliarden Euro wie üblich auf den Stromnetzausbau, 12 Milliarden Euro sind für den Wärmenetzausbau erforderlich und 2 Milliarden Euro für Instandhaltung und Stilllegung der Gasverteilnetze. Dies entspricht einer Steigerung des Investitionsbedarfs um rund 230 Prozent gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau im Zeitraum 2015–2025.

Einige mittlere Regionalbetreiber werden zusätzliches Eigenkapital benötigen, um die anstehenden Investitionen zu bewältigen. Abbildung 18 zeigt die Simulationsergebnisse für den spartenübergreifenden Kapitalbedarf des Clusters. Unter der Annahme historischer Ausschüttungsquoten des Clusters und einer maximalen Fremdkapitalquote von 62 Prozent (Strom und Gas) beziehungsweise 52 Prozent

(Wärme) ergibt sich für den Zeitraum bis 2045 somit ein Eigenkapitalzuführungsbedarf von rund 3,7 Milliarden Euro, was etwa 8 Prozent des gesamten Investitionsvolumens im Cluster entspricht. Bis zum Jahr 2038 fällt dieser Bedarf mit 5 Milliarden Euro zunächst höher aus; danach kommt es zu Kapitalrückflüssen, die den Eigenkapitalbedarf insgesamt verringern. Der Großteil des zusätzlichen Eigenkapitalbedarfs entfällt auf die Stromnetze (siehe Abbildung 18). Aber auch die Finanzierung der Wärmeinfrastrukturen erfordert zusätzliche Eigenmittel. Das Gasnetzgeschäft kann hingegen vollständig über Innenfinanzierung und Fremdkapital getragen werden. Ab 2032 übersteigt die Innenfinanzierungskraft der Gassparte die notwendigen Eigenkapitalanforderungen sogar und kann in Mehrspartenunternehmen zur Finanzierung anderer Sparten herangezogen werden. Ab etwa 2038 wird der Eigenkapitalzuführungsbedarf des Clusters insgesamt negativ. Das heißt: Eigenkapital kann über die historischen Ausschüttungsquoten hinaus an die Eigentümer zurückgeführt werden.

Cluster Mittlere Regionalbetreiber – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045

→ Abb. 19



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang

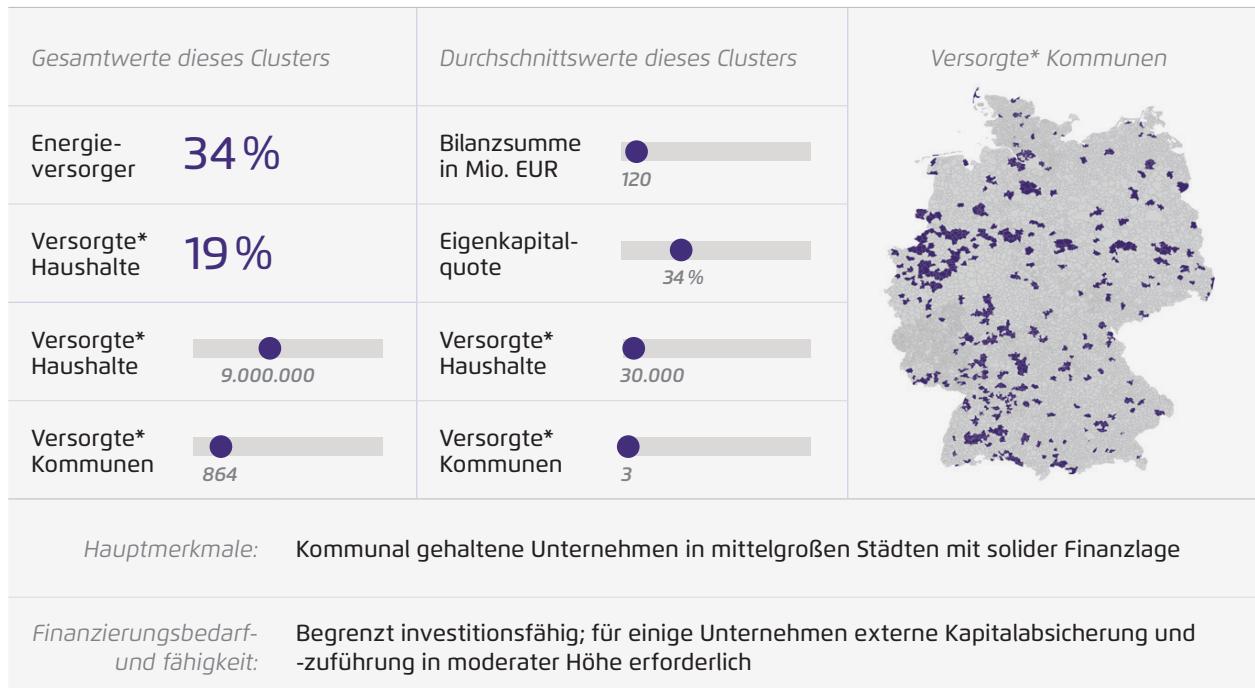
Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei höheren Fremdkapitalquoten und geringerer Ausschüttung

Der Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital im Cluster lässt sich erheblich reduzieren, wenn die Unternehmen und deren Eigentümer bereit und fähig sind, die Finanzierungsstrukturen zu verändern. Abbildung 19 zeigt den Finanzierungsmix des Clusters in Abhängigkeit von unterschiedlichen Fremdkapitalquoten und Ausschüttungsraten. Eine Erhöhung der Fremdkapitalquote um 20 Prozentpunkte würde den aggregierten Eigenkapitalzuschussbedarf bis 2045 auf unter null absenken (um minus 4 Milliarden Euro). Eine um 20 Prozentpunkte niedrigere Ausschüttungsquote würde den Bedarf wiederum um 1,7 Milliarden Euro auf 1,9 Milliarden Euro senken. Auch für den Zeitraum bis 2038 könnten beide Maßnahmen die zusätzlichen Eigenkapitalbedarfe deutlich senken: Eine höhere Fremdkapitalquote senkte den Bedarf

dann um fast 4 Milliarden Euro, eine geringere Ausschüttungsquote um 1 Milliarde Euro. Kombiniert wäre dann ein zusätzlicher Eigenkapitalbedarf von rund 0,8 Milliarden Euro anfallen.

Vor dem Hintergrund der überwiegend kommunalen Eigentümerschaft und der Bedeutung dieser Unternehmen für die kommunalen Finanzen erscheint eine weitere Absenkung der Ausschüttungsquote jedoch wenig realistisch. Zudem bräuchte es umfangreichere Sicherheiten, um eine höhere Fremdkapitalfinanzierung von rund 80 Prozent zu gewährleisten. Es ist allerdings fraglich, ob die Eigentümer diese Sicherheiten leisten können. Gleichermaßen gilt auch für die direkte Zuführung von Eigenkapital, auf das einige mittlere Regionalbetreiber in begrenztem Maße im ersten Jahrzehnt des Infrastrukturausbau angewiesen sein werden.

3.7 Mittelgroße Stadtwerke



*Versorgung bezieht sich hier auf den Netzbetrieb

Heutige Situation

Mittelgroße Stadtwerke betreiben in Städten mittlerer Größe Strom-, Gas- und Fernwärmennetze, wobei sie teilweise auch umliegende Gemeinden mit Infrastruktur versorgen. Mit 34 Prozent aller Energieversorgungsunternehmen in Deutschland bilden sie nach den kleinen Stadtwerken das zweitgrößte Cluster. In ihrer Geschäftstätigkeit und ihrem Selbstverständnis dominiert die Daseinsvorsorge. Viele der mittelgroßen Unternehmen betreiben neben der Energieinfrastruktur und -versorgung noch weitere Geschäftsfelder wie den Schwimmbadbetrieb, den öffentlichen Nahverkehr oder Telekommunikationsnetze vor Ort. Im Gegensatz zu den kleinen Stadtwerken agieren sie jedoch – trotz der ebenfalls hauptsächlich kommunal geprägten Eigentümerstruktur – oft stärker wirtschaftlich getrieben und mit professionellerem Management. Die politische Aufmerksamkeit ist hier aufgrund der Größe von Unternehmen und Versorgungsgebiet deutlich höher als bei kleineren Stadtwerken. Ihre Größe ermöglicht ihnen auch eine professionellere Organisationsstruktur mit spezialisierten Abteilungen für

verschiedene Geschäftsbereiche. In einigen Städten sind die Unternehmen zudem als Konzern organisiert, mit verschiedenen Tochtergesellschaften für die unterschiedlichen Geschäftsbereiche.

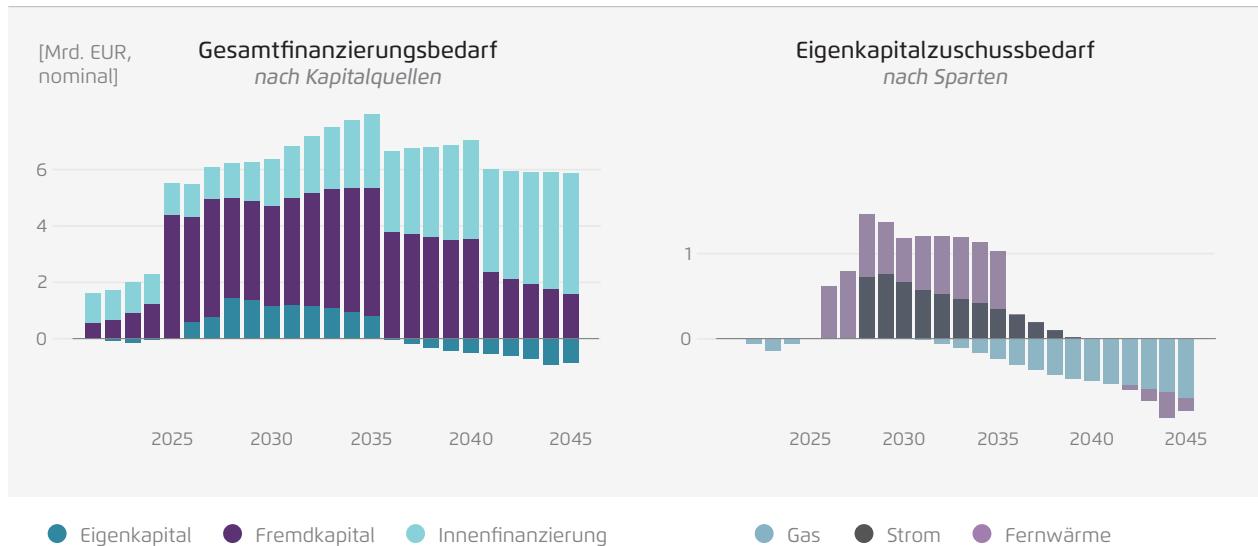
Finanziell sind die Unternehmen mit einer Eigenkapitalquote von durchschnittlich etwa 34 Prozent solide ausgestattet. Sie haben über viele Jahrzehnte verlässlich Ausschüttungen an ihre kommunalen Gesellschafter geleistet, die einen wichtigen Beitrag zu den städtischen Haushalten darstellen. Eine dennoch eher niedrige Ausschüttungsquote von 41 Prozent verleiht den Unternehmen dieses Clusters eine beträchtliche Innenfinanzierungskraft.

Künftiger Finanzierungsbedarf

Im Zeitraum 2026–2045 müssen die mittelgroßen Stadtwerke rund 126 Milliarden Euro in den Umbau ihrer Energieinfrastrukturen investieren. Das sind 20 Prozent der Gesamtinvestitionssumme aller Energieversorger in Deutschland. Der Großteil entfällt mit 76 Milliarden Euro auf den Stromnetzausbau,

Cluster Mittelgroße Stadtwerke – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045

→ Abb. 20



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1

44 Milliarden Euro entfallen auf den Wärmenetzausbau und 6 Milliarden Euro auf die Instandhaltung und Stilllegung der Gasverteilnetze. Dies entspricht einer Steigerung des Investitionsbedarfs um rund 240 Prozent gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau im Zeitraum 2015–2025.

Einige mittelgroße Stadtwerke benötigen zusätzliches Eigenkapital, um die anstehenden Investitionen zu bewältigen. Abbildung 20 zeigt die Simulationsergebnisse für den spartenübergreifenden Kapitalbedarf des Clusters. Unter der Annahme historischer Ausschüttungsquoten des Clusters und einer maximalen Fremdkapitalquote von 66 Prozent (Strom und Gas) beziehungsweise 56 Prozent (Wärme) ergibt sich bis 2045 ein Eigenkapitalzuführungsbedarf von rund 5,6 Milliarden Euro, was etwa 4 Prozent des gesamten Investitionsvolumens entspricht. Dass der Anteil so niedrig ausfällt, ist Ausdruck einer starken Innenfinanzierung, die ab 2036 zu Kapitalrückflüssen führen wird: Eigenkapital kann dann über die historischen Ausschüttungsquoten hinaus an die Eigentümer zurückgeführt werden. Dadurch wird der Eigenkapitalbedarf in der Gesamtschau der Jahre 2026–2045 gesenkt. Bis zum Jahr 2036

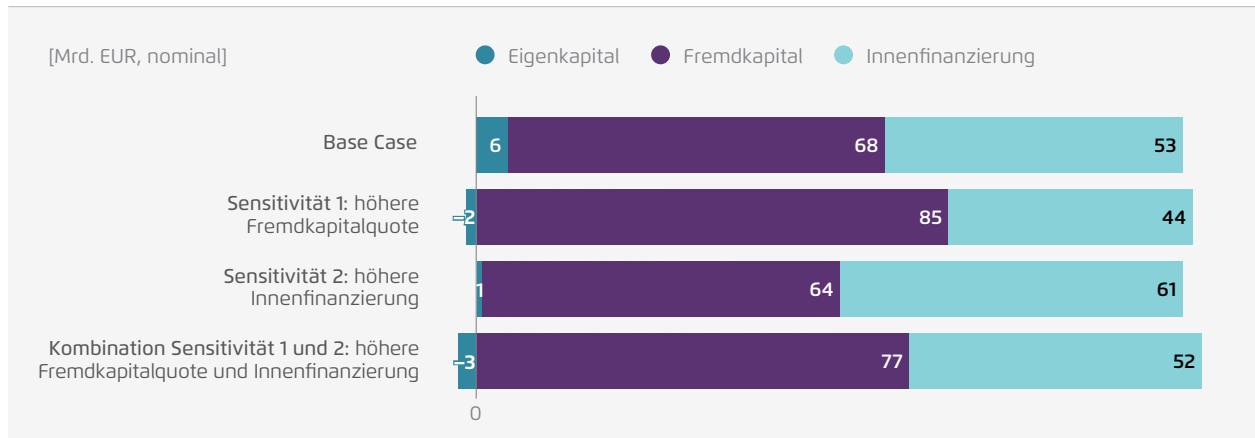
werden allerdings Eigenkapitalzuführungen von rund 10,6 Milliarden Euro notwendig sein. Der Großteil des zusätzlichen Eigenkapitalbedarfs entfällt dabei wiederum auf die Stromnetze (siehe Abbildung 20). Aber auch die Finanzierung der klimaneutralen Wärmeinfrastruktur erfordert zusätzliche Eigenmittel. Das Gasnetzgeschäft kann hingegen vollständig innenfinanziert und über Fremdkapital getragen werden und kann in Mehrspartenunternehmen zur Finanzierung anderer Sparten herangezogen werden.

Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei höheren Fremdkapitalquoten und geringerer Ausschüttung

Der zusätzliche Eigenkapitalbedarf des Clusters ließe sich deutlich reduzieren, wenn die Unternehmen und deren Eigentümer bereit und in der Lage sind, die Finanzierungsstrukturen zu verändern. Abbildung 21 zeigt den Finanzierungsmix des Clusters in Abhängigkeit von unterschiedlichen Fremdkapitalquoten und Ausschüttungsraten. Ließe sich die Fremdkapitalquote auf rund 80 Prozent (plus 14 Prozentpunkte) steigern, so würde das den Eigenkapitalbedarf des Clusters deutlich senken – für den

Cluster Mittelgroße Stadtwerke – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045

→ Abb. 21

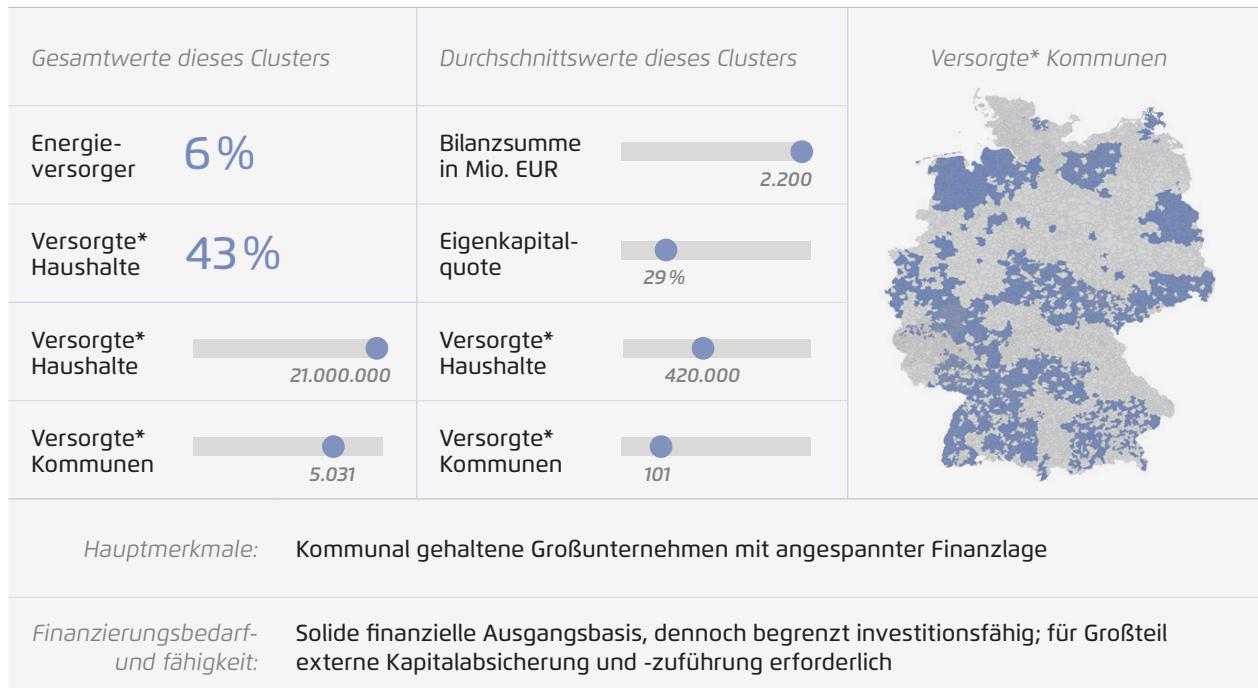


Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang

Gesamtzeitraum bis 2045 auf -1,8 Milliarden Euro und bis 2036 auf 3,2 Milliarden Euro (jeweils minus rund 7,5 Milliarden Euro). Eine um 20 Prozentpunkte niedrigere Ausschüttungsquote würde den Bedarf wiederum um rund 4,6 Milliarden Euro bis 2045 und 2,4 Milliarden Euro bis 2036 senken. Beide Maßnahmen in Kombination würden den Eigenkapitalbedarf bis 2045 schließlich um 9 Milliarden Euro reduzieren, wenngleich bis 2036 ein Eigenkapitalbedarf von 2,3 Milliarden Euro (minus 8,4 Milliarden Euro) bestünde.

Da die mittelgroßen Energieversorger große Bedeutung für die kommunale Daseinsvorsorge und die Kommunalfinanzen haben, ist eine Absenkung der Ausschüttungsquote jedoch fraglich. Zudem bräuchte es umfangreichere Sicherheiten der Eigentümer, um eine höhere Fremdkapitalfinanzierung von rund 80 Prozent zu – diese müssten durch die Eigentümer ausgesprochen und finanziert werden können. Dies gilt auch für die direkte Zuführung frischen Eigenkapitals, das in begrenztem Maße für einige Unternehmen notwendig ist.

3.8 Öffentliche Energiekonzerne



*Versorgung bezieht sich hier auf den Netzbetrieb

Heutige Situation

Öffentliche Energiekonzerne versorgen im Durchschnitt rund 100 Kommunen mit Infrastruktur. Sie sind meist als klassische Stadtwerke entstanden und haben ihr Geschäft regional und überregional ausgeweitet. Die meisten Unternehmen dieses Clusters sind weiterhin mehrheitlich in kommunaler Hand. Wegen ihrer großen Netzgebiete versorgen die öffentlichen Energiekonzerne rund 40 Prozent aller Haushalte in Deutschland mit entsprechender Infrastruktur. Neben Strom-, Gas- und Fernwärmennetzen betreiben sie am Ort des Unternehmenssitzes häufig noch weitere Sparten der Daseinsvorsorge, etwa die Wasserversorgung und die Abwasserentsorgung, den öffentlichen Nahverkehr, Schwimmbäder und lokale Telekommunikationsnetze. Im überregionalen Geschäft agieren sie stärker rendite- und wettbewerbsorientiert. Organisiert sind sie als Konzerne mit spezialisierten Tochtergesellschaften, was Kostenvorteile mit sich bringt. Aufgrund der Vielzahl an Konzessionen und Partnerkommunen ist das Geschäft jedoch komplex.

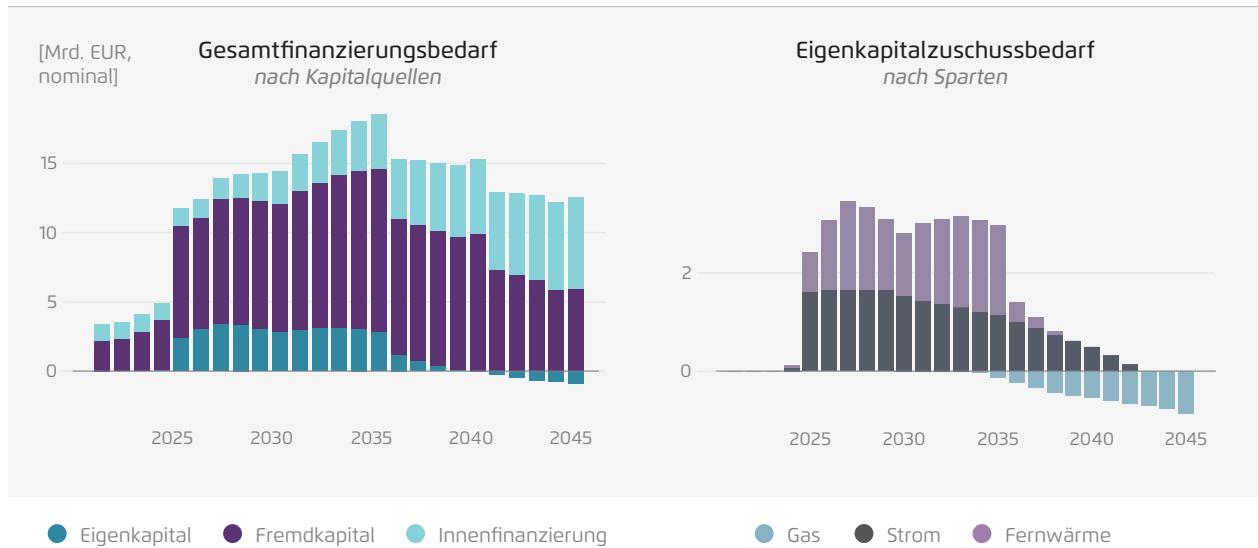
Öffentliche Energiekonzerne profitieren von sehr hohen operativen Mittelzuflüssen und einem großen Anlagenbestand. Die Eigenkapitalquote von im Mittelwert rund 29 Prozent ist solide. Die absolute Bilanzgröße von durchschnittlich 1,8 Milliarden Euro eröffnet ihnen zudem Zugang zu kapitalmarktnahen Finanzierungsinstrumenten und strukturierten Partnerschaften. Ihre Möglichkeiten zur Einwerbung von Fremdkapital reizen diese investitionsstarken Unternehmen aus. Häufig haben sie so bereits in innovative Wärmeversorgungsangebote investiert und betreiben zum Beispiel Nahwärmenetze oder bieten Wärmepumpen-Installationen an. Eine vergleichsweise hohe Ausschüttungsquote von 70 Prozent schmälert jedoch die Innenfinanzierungskraft dieser Unternehmen.

Künftiger Finanzierungsbedarf

Im Zeitraum 2026–2045 müssen die öffentlichen Energiekonzerne rund 291 Milliarden Euro in ihre Energieinfrastruktur investieren. Die Unternehmen

Cluster Öffentliche Energiekonzerne – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045

→ Abb. 22



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1

dieses Clusters vereinigen somit rund 46 Prozent des Investitionsbedarfs aller Energieversorger in Deutschland auf sich. Der Großteil entfällt mit 171 Milliarden Euro auch hier auf den Stromnetzausbau, 111 Milliarden Euro entfallen auf den Wärmenetzausbau und 9 Milliarden Euro auf Instandhaltung und Stilllegung der Gasverteilnetze. Dies entspricht einer Steigerung des Investitionsbedarfs um rund 269 Prozent gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau im Zeitraum 2015–2025.

Ein Teil der öffentlichen Energiekonzerne wird zusätzliches Eigenkapital benötigen, um die anstehenden Investitionen zu bewältigen. Abbildung 22 zeigt die Simulationsergebnisse für den spartenübergreifenden Kapitalbedarf des Clusters. Unter der Annahme historischer Ausschüttungsquoten und einer maximalen Fremdkapitalquote von 71 Prozent (Strom und Gas) beziehungsweise 61 Prozent (Wärme) ergibt sich für den Zeitraum bis 2045 ein Eigenkapitalzuführungsbedarf von rund 30 Milliarden Euro, was etwa 10 Prozent des gesamten Investitionsvolumens des Clusters entspricht. Insgesamt kommt dieses Cluster damit auf rund 50 Prozent des Gesamteigenkapitalbedarfs der Energieversorgungsunternehmen in Deutschland. Bis zum Jahr

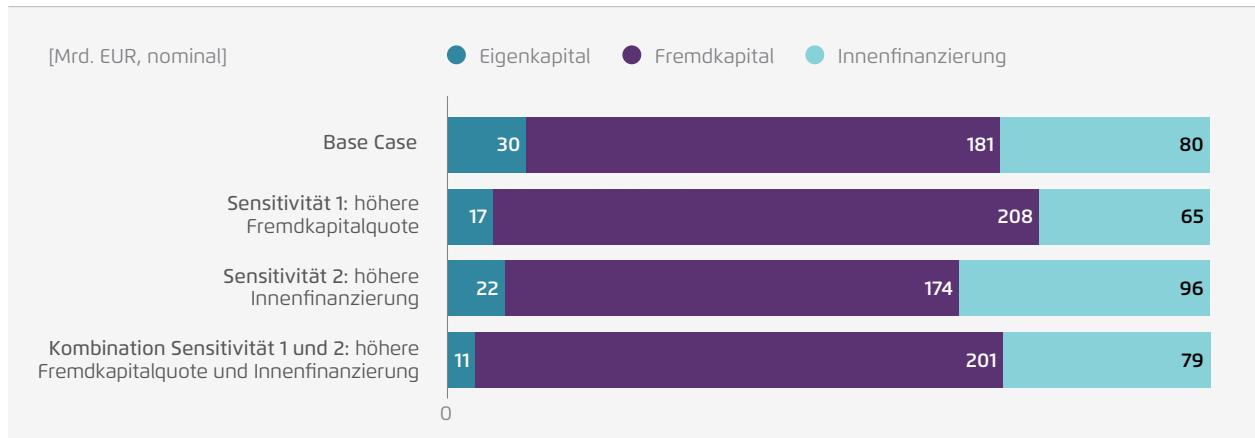
2040 braucht es eine Eigenkapitalzuführung von rund 33 Milliarden Euro. Danach kommt es dann zu Kapitalrückflüssen, die den Eigenkapitalbedarf für den Gesamtzeitraum verringern. Der Großteil des zusätzlichen Eigenkapitalbedarfs bis 2045 entfällt mit 18,8 Milliarden Euro wie bei den anderen Clustern auf die Stromnetze (siehe Abbildung 22), an zweiter Stelle folgt allerdings die Wärmeinfrastruktur mit 17 Milliarden Euro. Das Gasnetzgeschäft kann hingegen vollständig über Innenfinanzierung und Fremdkapital getragen werden. Zudem kann es in Mehrspartenunternehmen zur Finanzierung anderer Sparten herangezogen werden. Ab etwa 2040 wird der Eigenkapitalzuführungsbedarf des Clusters insgesamt negativ. Das heißt: Eigenkapital kann über die historischen Ausschüttungsquoten hinaus an die Eigentümer zurückgeführt werden.

Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei höheren Fremdkapitalquoten und geringerer Ausschüttung

Der Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital im Cluster lässt sich erheblich reduzieren, wenn die Unternehmen und deren Eigentümer bereit und fähig sind, die Finanzierungsstrukturen zu verändern.

Cluster Öffentliche Energiekonzerne – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045

→ Abb. 23



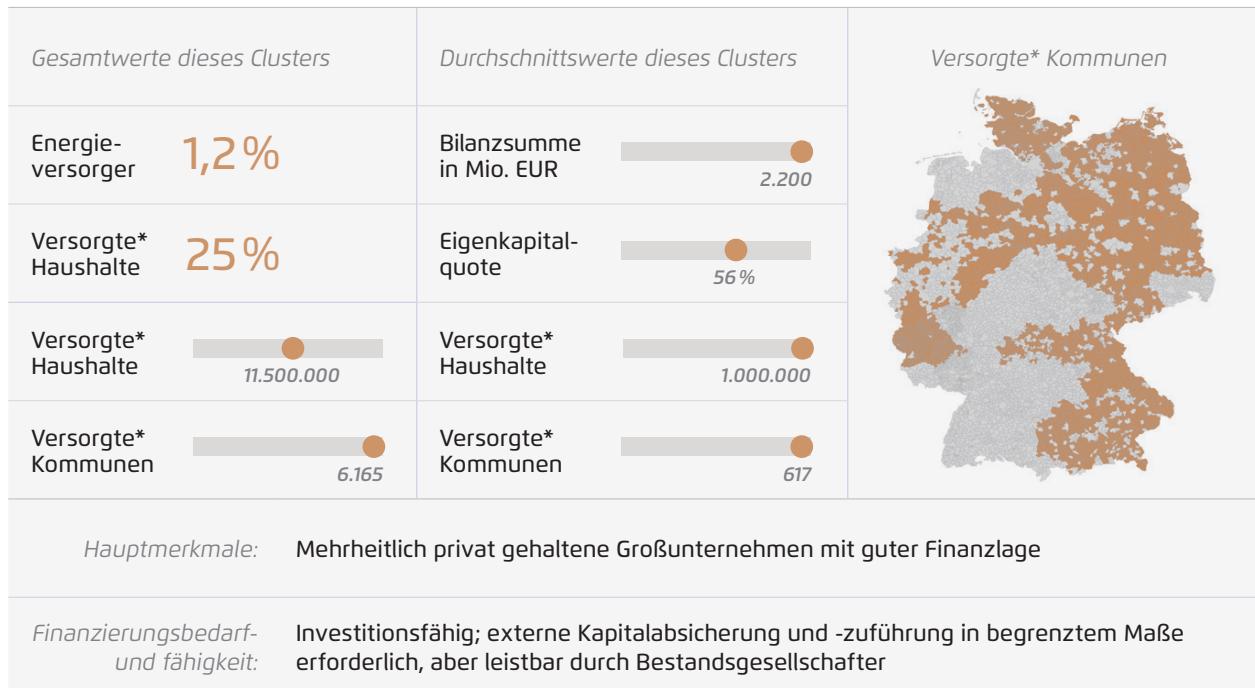
Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang

Abbildung 23 zeigt den Finanzierungsmix des Clusters in Abhängigkeit von unterschiedlichen Fremdkapitalquoten und Ausschüttungsraten. Insbesondere eine Steigerung der Fremdkapitalquote auf rund 80 Prozent (plus 9 Prozentpunkte) würde den Eigenkapitalbedarf des Clusters deutlich senken, nämlich um 13 Milliarden Euro auf 17,4 Milliarden Euro bis 2045 und um 12 Milliarden Euro auf 21,4 Milliarden Euro bis 2037. Eine um 20 Prozentpunkte niedrigere Ausschüttungsquote würde den Bedarf wiederum um rund 8 Milliarden Euro bis 2045 und rund 6 Milliarden Euro bis 2037 senken. Beide Maßnahmen in Kombination wären in der Lage, den Eigenkapitalbedarf bis 2045 um 20 Milliarden Euro und bis 2037 um 16 Milliarden Euro zu reduzieren. Gleichwohl

bliebe auch bei kombinierter Sensitivität ein temporärer Eigenkapitalbedarf von 17 Milliarden Euro.

Eine hohe Ausschüttungsquote schmälert jedoch die Möglichkeiten der Innenfinanzierung. Ob die kommunalen Eigentümer der öffentlichen Energiekonzerne auf Teile der Gewinnausschüttungen verzichten können, ist zudem fraglich. Zudem bräuchte es umfangreichere Sicherheiten, um eine höhere Fremdkapitalfinanzierung von rund 80 Prozent zu gewährleisten. Diese Sicherheiten werden die Eigentümer allerdings nur in einigen Fällen leisten können. Der gute Kapitalmarktzugang der Unternehmen dieses Clusters begünstigt jedoch höhere Fremdkapitalquoten.

3.9 Private Energiekonzerne



*Versorgung bezieht sich hier auf den Netzbetrieb

Heutige Situation

Private Energiekonzerne sind überregional aktive Netzbetreiber, sie versorgen knapp 12 Millionen Haushalte in Deutschland mit Strom-, Gas- und Wärmenetzen. Ihre Anzahl ist durch Rekommunalisierung in den vergangenen Jahren kleiner geworden; aktuell sind es in Deutschland noch zehn Unternehmen, die in dieses Cluster fallen. Sie sind besonders präsent in dünner besiedelten Gebieten, wo es keine eigenständigen Stadtwerke gibt. Mit durchschnittlich 617 Kommunen versorgen sie besonders viele Gebietskörperschaften mit Infrastruktur. Dabei fokussieren sie sich stark auf das Energiekerngeschäft: Im Gegensatz zu den Energieversorgern der anderen Cluster übernehmen sie keine typischen kommunalen Zusatzaufgaben wie den Betrieb von Schwimmbädern oder den öffentlichen Nahverkehr. Strukturell agieren die Unternehmen in zentral gesteuerten Konzernen mit standardisierten Arbeitsabläufen, Bündelung von Einkauf, Finanzierung und Netzplanung. Das ermöglicht Effizienzgewinne beim Betrieb und bei den Investitionen.

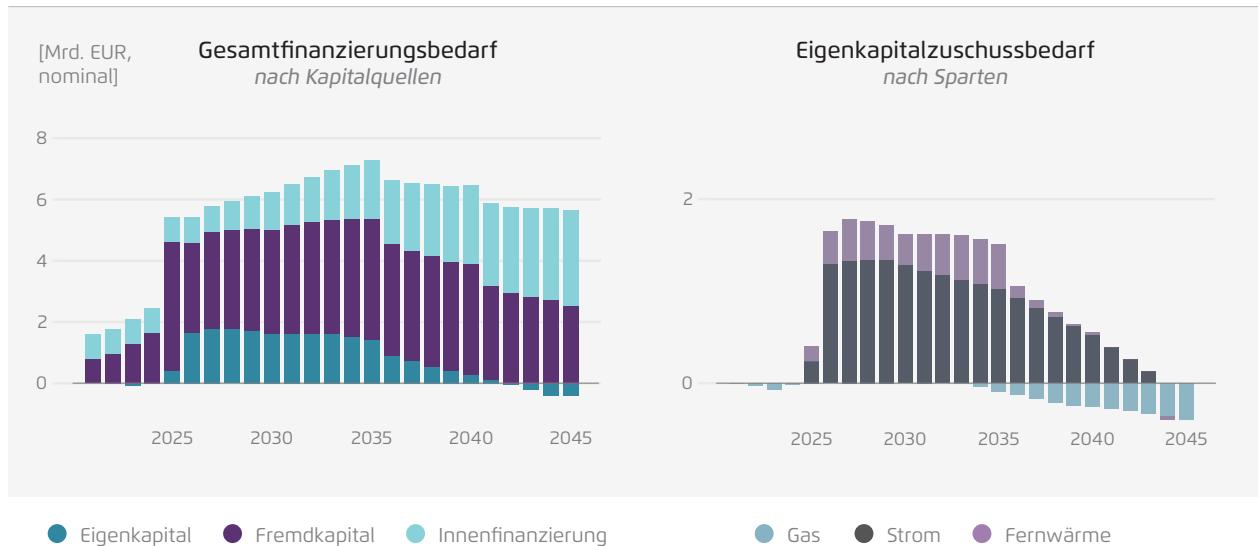
Finanziell sind die privaten Energiekonzerne stark aufgestellt. Mit einer Eigenkapitalquote von rund 56 Prozent verfügen sie über starke Bilanzen und einen sehr guten Zugang zu Kapitalmärkten. Die Cashflows sind aufgrund von Umsatzgröße, und einem fokussierten, regulierten Asset-Portfolio hoch und planbar. Gewinne werden in der Regel an die Muttergesellschaften weitergegeben, dort in Form von Dividenden mit einer Ausschüttungsquote von 73 Prozent sowie Aktienrückkäufen an die Gesellschafter verteilt und mit dem Ziel, das Geschäft auszuweiten, außerdem reinvestiert.

Künftiger Finanzierungsbedarf

Im Zeitraum 2026–2045 müssen die privaten Energiekonzerne rund 124 Milliarden Euro in ihre Energieinfrastruktur investieren. Das sind rund 20 Prozent der Gesamtinvestitionen aller Energieversorgungsunternehmen in Deutschland. Der Großteil entfällt mit 99,2 Milliarden Euro auf den Stromnetzausbau, 21,5 Milliarden Euro entfallen

Cluster Private Energiekonzerne – Gesamtfinanzierungsbedarf und Eigenkapitalzuschussbedarf, Base Case 2021–2045

→ Abb. 24



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1

auf den Wärmenetzausbau und 3,6 Milliarden Euro auf Instandhaltung und Stilllegung der Gasverteilernetze. Dies entspricht einer Steigerung des Investitionsbedarfs um rund 230 Prozent gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau im Zeitraum 2015–2025.

Mit den richtigen Rahmenbedingungen können die privaten Energiekonzerne die anstehenden Investitionen bewältigen. Abbildung 24 zeigt die Simulationsergebnisse für den spartenübergreifenden Kapitalbedarf des Clusters. Unter der Annahme historischer Ausschüttungsquoten im Cluster und einer maximalen Fremdkapitalquote von 60 Prozent (Strom und Gas) beziehungsweise 50 Prozent (Wärme) ergibt sich für den Zeitraum bis 2045 somit ein Eigenkapitalzuführungsbedarf von rund 18,3 Milliarden Euro, was etwa 15 Prozent des gesamten Investitionsvolumens im Cluster entspricht. Die im Vergleich zum Investitionsvolumen hohen Eigenkapitalbedarfe resultieren aus einer im Vergleich zu anderen Clustern hohen Ausschüttungsrate und einer geringeren Bedeutung der Fremdkapitalfinanzierung. Der Großteil des zusätzlichen Eigenkapitalbedarfs entfällt dabei auf den Umbau der Stromnetze (siehe Abbildung 24). Aber auch die Finanzierung der Wärmeinfrastrukturen

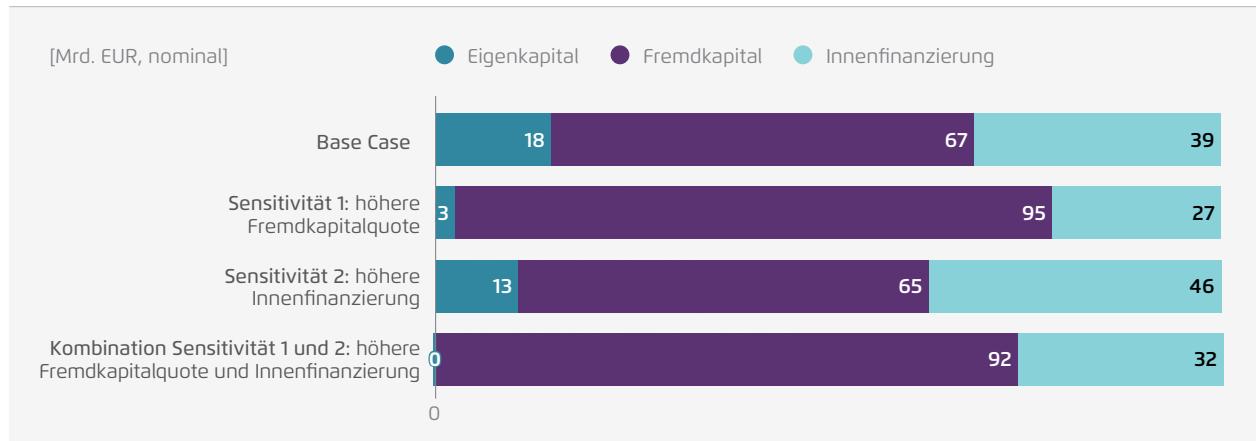
erfordert zusätzliche Eigenmittel. Das Gasnetzgeschäft kann hingegen vollständig über Innenfinanzierung und Fremdkapital getragen werden und kann in Mehrspartenunternehmen zur Finanzierung anderer Sparten herangezogen werden. Ab etwa 2045 wird der Eigenkapitalzuführungsbedarf insgesamt negativ. Das heißt: Eigenkapital kann dann über die historischen Ausschüttungsquoten hinaus an die Eigentümer zurückgeführt werden.

Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei höheren Fremdkapitalquoten und geringerer Ausschüttung

Der Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital im Cluster lässt sich erheblich reduzieren, wenn die Unternehmen und deren Eigentümer bereit und in der Lage sind, die Finanzierungsstrukturen zu verändern. Abbildung 25 zeigt den Finanzierungsmix des Clusters in Abhängigkeit von unterschiedlichen Fremdkapitalquoten und Ausschüttungsraten. Ließe sich die Fremdkapitalquote um 20 Prozentpunkte steigern, so würde der Eigenkapitalbedarf im Cluster bis 2045 – deutlich – um rund 15 Milliarden Euro auf 3 Milliarden Euro sinken. Eine um 20 Prozentpunkte niedrigere Ausschüttungsquote würde den Bedarf

Cluster Private Energiekonzerne – Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045

→ Abb. 25



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang

im selben Zeitraum wiederum um rund 5 Milliarden Euro reduzieren. Beide Maßnahmen in Kombination hätten zudem das Potenzial, den Eigenkapitalbedarf bis 2045 um rund 18,5 Milliarden Euro zu senken und damit auf null zu bringen. Auch bei kombinierter Sensitivität würde sich jedoch für den Zeitraum bis 2040 ein temporärer Eigenkapitalzuschussbedarf von rund 2,3 Milliarden Euro ergeben.

Die hohe Ausschüttungsquote und die moderate Verschuldung im Cluster bieten Spielräume, um externe Eigenkapitalzuführungen deutlich zu begrenzen.

Angesichts der Eigentümerstruktur bei privaten Energiekonzernen dürften die Einbehaltung großer Gewinnanteile und deren Reinvestierung insbesondere von einem langfristig attraktiven Investitionsumfeld für private Geldgeber abhängen. Zudem bräuchte es unter Umständen Sicherheiten, die den betreffenden Unternehmen eine höhere Verschuldung ermöglichen würden. Die Gesellschafter eines privaten Energiekonzerns können das Eigenkapital allerdings auch vergleichsweise leicht durch die Ausgabe neuer Aktien oder durch Umschichtung im Konzern erhöhen.

4 Investition in die Zukunft: Ein Finanzierungsrahmen für den klimaneutralen Umbau der Energienetze

4.1 Finanzierungs- und Eigenkapitalzuschussbedarfe aller Energieversorger

Die Clusteranalyse der deutschen Energieversorgerlandschaft zeigt den Handlungsbedarf: Viele Energieversorgungsunternehmen brauchen Unterstützung, um ihre Investitionen in die Infrastruktur finanziert zu können. Die kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke haben dabei die größten Schwierigkeiten, den Investitionsbedarf der kommenden Jahre zu decken. Sie sind zwingend auf frisches Eigenkapital angewiesen, das die derzeitigen Eigentümer in den meisten Fällen allerdings nicht bereitstellen können. Das gilt in der Breite auch für öffentliche Energiekonzerne und kleine, klassische Stadtwerke, die ebenfalls externe Eigenkapitalzuführungen benötigen. Für einen Teil der mittleren Regionalbetreiber und der mittelgroßen Stadtwerke ist wiederum

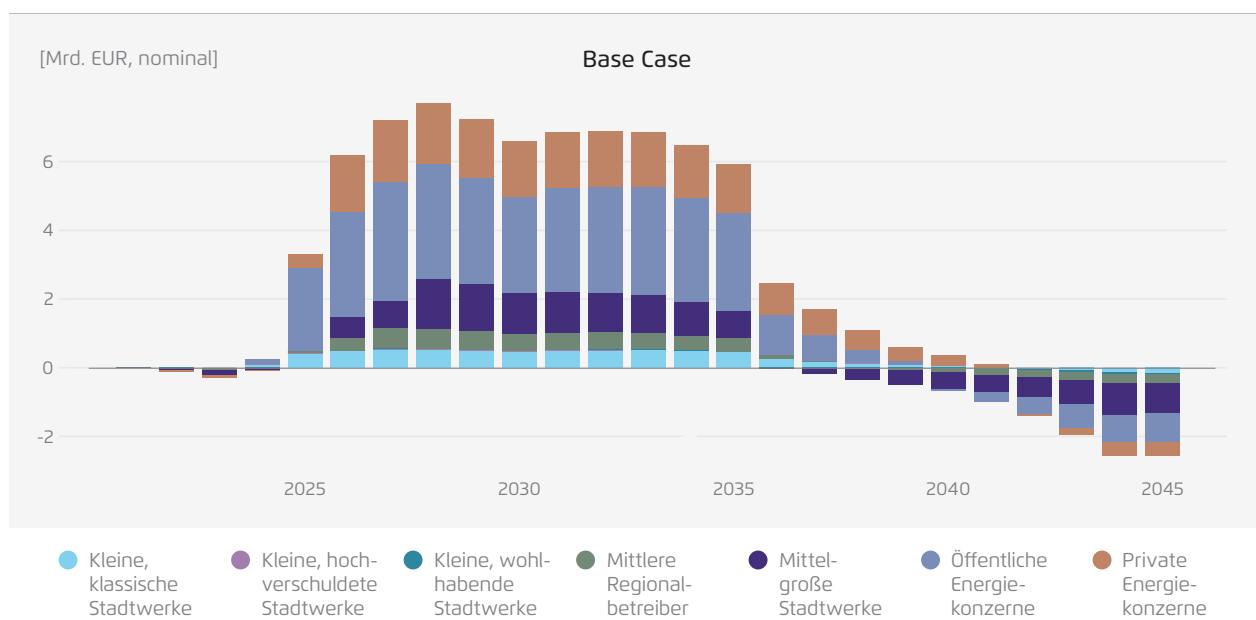
eine moderate Kapitalzuführung geboten. Einzig die privaten Energiekonzerne und kleine, wohlhabende Stadtwerke dürften unter Annahme hinreichend attraktiver Rahmenbedingungen in der Lage sein, die erforderlichen Investitionen allein über bestehende Gesellschafter und ausgeweitete Fremdkapitalaufnahme zu finanzieren.

Künftiger Finanzierungsbedarf

Die deutschen Energieversorgungsunternehmen müssen bis 2045 Investitionen in Höhe von rund **627 Milliarden Euro (nominal)** finanzieren. Fast die Hälfte davon entfällt auf das Cluster der öffentlichen Energiekonzerne, weitere jeweils 20 Prozent müssen private Energiekonzerne sowie mittelgroße Stadtwerke aufbringen.

Eigenkapitalzuschussbedarfe pro Cluster, 2021–2045

→ Abb. 26



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1

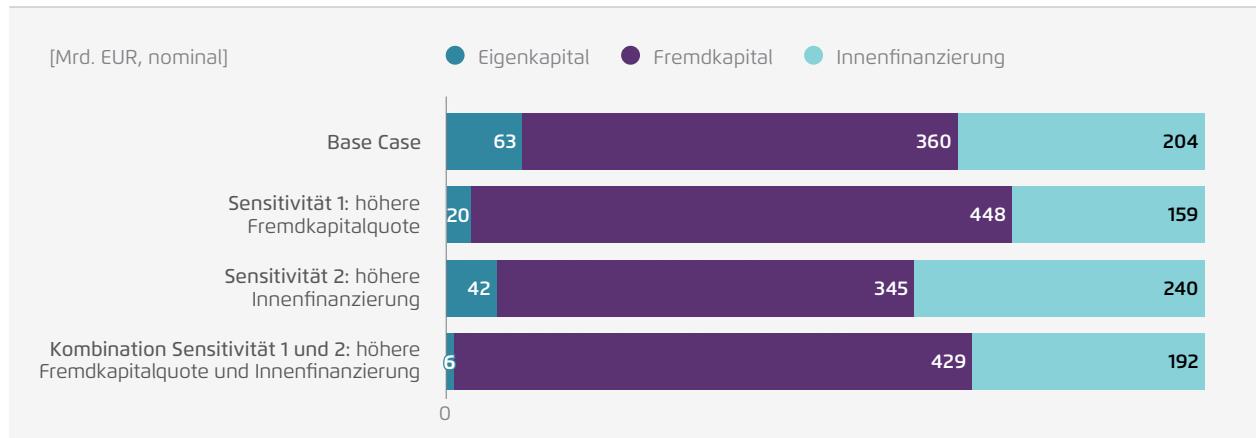
Bis 2045 haben die deutschen Energieversorger im Base Case der Simulation einen Eigenkapitalzuschussbedarf von insgesamt rund 63 Milliarden Euro für den Aus- und Umbau von Strom- und Gasverteil- sowie Fernwärmennetzen. Davon entfallen 48 Prozent und damit 30 Milliarden Euro auf das Cluster der öffentlichen Energiekonzerne und weitere 29 Prozent, also 18 Milliarden Euro, auf private Energiekonzerne (siehe Abbildung 26). Die Dominanz dieser Cluster beim Eigenkapitalbedarf entspricht ihrem hohen Anteil an den Gesamtinvestitionen. Annahme im Base Case war, dass der Finanzierungsmix der Cluster weitestgehend konstant bleiben würde. Die durchschnittlichen Fremdkapitalquoten innerhalb der Cluster steigen nur moderat an, und die künftigen Ausschüttungsquoten entsprechen den historischen Quoten der letzten Jahre (siehe Anhang). Der Eigenkapitalbedarf der deutschen Energieversorger wächst mit den Investitionen bis 2028 auf rund 7 Milliarden Euro jährlich an und verbleibt auf diesem Niveau bis etwa 2035. Bis einschließlich 2035 beläuft sich der Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital auf insgesamt rund 68 Milliarden Euro. Anschließend sinkt er aufgrund flacher und im Gasgeschäft stark abnehmender Investitionsprofile rapide ab und wird ab 2040 sogar negativ. Das heißt: Spartenübergreifend kann Eigenkapital dann zurückgeführt werden.

Diese Netto betrachtung über Sparten hinweg blendet allerdings aus, dass nicht alle rund 900 Energieversorger zugleich Strom-, Gas- und Wärmenetze unter einem Dach vereinen. Die Simulationsergebnisse sind deshalb als konservative Schätzungen zu verstehen, denn hier wird unterstellt, dass Kapital zwischen den Sparten verschoben werden kann.

Sensitivitäten: Eigenkapitalbedarf bei höheren Fremdkapitalquoten und geringerer Ausschüttung

Die errechneten zusätzlichen Eigenkapitalbedarfe von insgesamt 63 Milliarden Euro des Base Case ließen sich senken, wenn die Energieversorgungsunternehmen mehr Fremdkapital aufnehmen würden und stärker auf Innenfinanzierung setzen könnten (siehe Abbildung 27). Eine um bis zu 20 Prozentpunkte (maximal bis 80 Prozent) höhere Fremdkapitalquote reduzierte den Eigenkapitalbedarf bis 2045 so um 43 Milliarden Euro auf 20 Milliarden Euro. Dies entspräche einem Rückgang um 68 Prozent. Eine Senkung der Ausschüttungsquote über alle Cluster hinweg um rund 20 Prozentpunkte würde den Eigenkapitalbedarf wiederum um 22 Milliarden Euro senken. Das entspräche einer Minderung um 34 Prozent. Eine Kombination beider Maßnahmen

Clusterübergreifende Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045 → Abb. 27



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1; für Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang

könnte den Eigenkapitalbedarf zudem sogar um rund 90 Prozent senken. Damit bedürfte es noch eines Eigenkapitalzuschusses von rund 6 Milliarden Euro für den Gesamtzeitraum bis 2045.

Eine Reduzierung der Eigenkapitalbedarfe ist sehr voraussetzungsreich; ohne Unterstützungsmaßnahmen können viele Energieversorger diese kaum umsetzen. So haben beispielsweise Unternehmen mit heute bereits hohen Fremdkapitalquoten – vor allem im Cluster der kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke – nur geringe oder keine Möglichkeiten, den Verschuldungsgrad weiter anzuheben. Gleichzeitig muss eine Fremdkapitalquote, die gegen 80 Prozent tendiert, mit zusätzlichen Sicherheiten unterlegt werden, um den Risikoanforderungen von Fremdkapitalgebern gerecht zu werden. Dies wird für viele Eigentümer ohne externe Unterstützung – zum Beispiel durch staatliche Kreditgarantien – nicht möglich sein. Einer Reduzierung der Ausschüttungsquoten steht wiederum entgegen, dass die Eigentümer gewillt und in der finanziellen Lage sein müssen, auf einbehaltene Gewinne zu verzichten. Die meist kommunalen Eigentümer von Energieversorgungsunternehmen sind angesichts knapper Kassen und anderer Daseinsvorsorgepflichten in vielen Fällen allerdings auf die Einnahmen der Energieversorger angewiesen. Das aber begrenzt deren Innenfinanzierungskraft. Daher braucht es gezielte Maßnahmen zur Optimierung der Finanzierungsstruktur (siehe Kapitel 4.4).

Zusätzliche Sensitivität: Eigenkapitalbedarf bei höheren Renditen auf Eigenkapital

Die Eigenkapitalverzinsung ist ein entscheidender Faktor für die Innenfinanzierungskraft der Energieversorgungsunternehmen. Der *Base Case* beruht auf den gesetzlich regulierten Eigen- und Fremdkapitalrenditen, berücksichtigt darüber hinaus jedoch keine Renditeimplikationen, die sich aus den anderen Elementen der Anreizregulierung ergeben (siehe Kapitel 3.1). So zeigt eine Auswertung der Bundesnetzagentur, dass die tatsächlichen handelsrechtlichen Eigenkapitalrenditen von 60 Netzbetreibern durchschnittlich bei rund 14 Prozent im Strombereich und 20 Prozent im Gasbereich liegen und damit

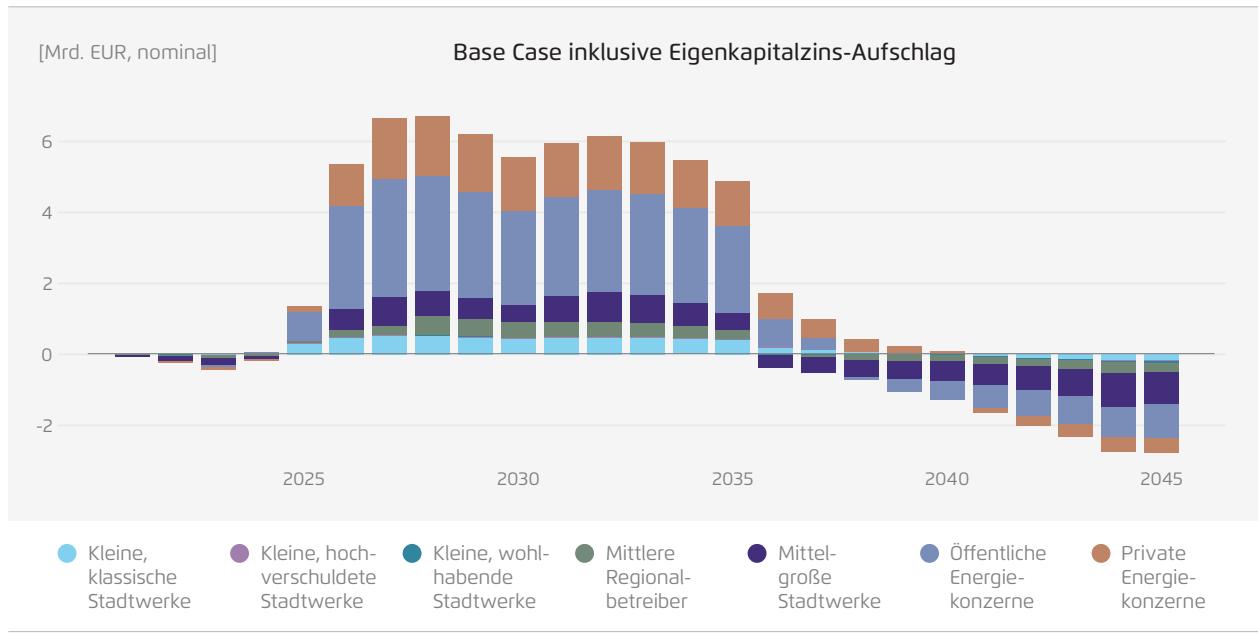
deutlich über den regulatorisch festgelegten Renditen (BNetzA, 2025a).

Eine Sensitivität mit Berücksichtigung der Bandbreite handelsrechtlicher Renditen zeigt: Auch unter der Annahme deutlich höherer Eigenkapitalrenditen besteht im *Base Case* eine signifikante Finanzierungslücke. Angesichts der oben genannten Zahlen der Bundesnetzagentur wurde im Rahmen der Sensitivitätsanalyse ein Aufschlag der Eigenkapitalrendite um 3 Prozentpunkte für Strom und 5 Prozentpunkte für Gas berücksichtigt. Beide Aufschläge sind keine Empfehlung für eine signifikante Erhöhung der regulatorischen Eigenkapitalrenditen; vielmehr soll ihre Berücksichtigung die Auswirkungen von Renditepotenzialen jenseits der regulatorisch abgesicherten Kapitalvergütung aufzeigen, die teilweise mit Unsicherheiten behaftet ist. Gegenüber dem *Base Case* ergäbe sich so eine Reduktion des Eigenkapitalbedarfs sämtlicher Energieversorger in Deutschland bis 2045 um 16 Milliarden Euro auf 47 Milliarden Euro. Abbildung 28 illustriert den zeitlichen Verlauf der anfallenden Eigenkapitalbedarfe nach Clustern. Im Vergleich zu den *Base-Case*-Berechnungen zeigt sich dabei, dass die Eigenkapitalbedarfe infolge einer stärkeren Innenfinanzierung etwas früher und zudem gleichmäßiger sinken würden, wenn die zusätzlichen Renditeaufschläge berücksichtigt werden. Bis einschließlich 2035 belief sich der Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital jedoch weiterhin auf 68 Milliarden Euro; im Zeitraum 2036–2045 wäre er negativ.

Bei der Aufschlüsselung der Eigenkapitalbedarfsreduktion nach Clustern zeigt sich: Relativ zu ihren Eigenkapitalbedarfen könnten insbesondere mittelgroße Stadtwerke und kleine, wohlhabende Stadtwerke ihre Eigenkapitalbedarfe senken. Hintergrund für dieses Ergebnis sind die in beiden Clustern vergleichsweise geringen Ausschüttungsquoten. Die mit der Annahme höherer Renditen verbundenen Profite der Energieversorger würden so zu einem größeren Teil in den Unternehmen verbleiben und deren Innenfinanzierungskraft stärken. Im Umkehrschluss würden die Eigenkapitalbedarfe der kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke, der kleinen, klassischen Stadtwerke und der öffentlichen Energiekonzerne im Verhältnis weniger sinken.

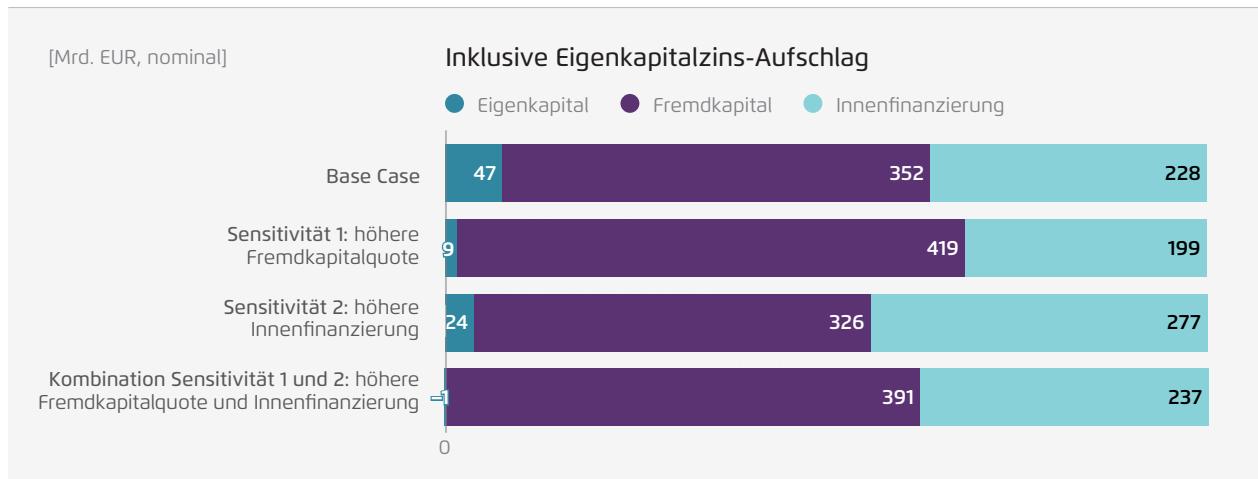
Eigenkapitalzuschussbedarfe pro Cluster, 2021–2045

→ Abb. 28



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025) basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024) für die Investitionsbedarfe sowie Inan et al. (2025) für die Kapitalbedarfssimulation; Erläuterung der Methodik in Kapitel 3.1. Anmerkung: Eigenkapitalzins-Aufschlag von 3 Prozentpunkten (Strom) und 5 Prozentpunkten (Gas)

Clusterübergreifende Sensitivitätseffekte auf die Finanzierungsstruktur, 2026–2045 → Abb. 29



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024), Kapitalbedarfssimulationen basierend auf Inan et al. (2025), methodische Details siehe Kapitel 3.1; Hintergrundinformationen zu den Sensitivitäten siehe Anhang; EK-Zins-Aufschlag von 3 %-Punkten (Strom) und 5 %-Punkten (Gas)

Die Eigenkapitalbedarf-Lücke könnte durch höhere Fremdkapitalfinanzierung und geringere Ausschüttung verringert werden, was eine erneute Sensitivitätsberechnung unter Berücksichtigung des Eigenkapitalzins-Aufschlags zeigt. In Verbindung mit einer um 20 Prozentpunkte erhöhten Fremdkapitalquote würden sich die Eigenkapitalbedarfe

sämtlicher Energieversorger in Deutschland auf rund 10 Milliarden Euro reduzieren (also um weitere 9 Milliarden Euro). Eine um 20 Prozentpunkte abgesenkte Ausschüttungsquote würde den Eigenkapitalgesamtbedarf wiederum um 24 Milliarden Euro verringern. In Kombination könnten beide Maßnahmen den Eigenkapitalgesamtbedarf um

knapp 50 Milliarden Euro senken und somit für den Gesamtzeitraum bis 2045 komplett kompensieren (siehe Abbildung 29).

Die Berechnung zeigt aber auch: Selbst für den sehr voraussetzungsreichen Fall höherer Fremdkapital- und Innenfinanzierungsanteile würden im Zeitraum bis 2035 weiterhin Eigenkapitalzuschussbedarfe in Höhe von insgesamt 19,2 Milliarden Euro entstehen. Diese Summe ist im Kontext der Simulationen als Untergrenze für den Bedarf an zusätzlichem Eigenkapital bis 2035 zu verstehen, der durch Bestands- und Neugesellschafter gedeckt werden muss.

Die Ergebnisse decken sich in weiten Teilen mit denen einer kürzlich veröffentlichten Studie von PwC im Auftrag der KfW Bankengruppe, die ebenfalls Investitions- und Finanzierungsbedarfe in den Sparten Strom, Wärme und Gas aus Sicht von Energieversorgungsunternehmen bis 2045 schätzt (PwC, 2025). Die Studie betrachtet ein Hauptszenario und beziffert den spartenübergreifenden Eigenkapitalbedarf bis 2045 auf 47 Milliarden Euro. Die hier vorliegende Analyse kommt hingegen in Abhängigkeit von Verschuldungs- und Thesaurierungsannahmen auf

eine Bedarfsspanne von 19 bis 63 Milliarden Euro. Der größte Teil der Abweichung der PwC-Studie zum *Base Case* (63 Milliarden Euro) lässt sich durch die rund 17 Prozent niedrigeren Investitionsvolumina in der PwC-Studie erklären.⁶

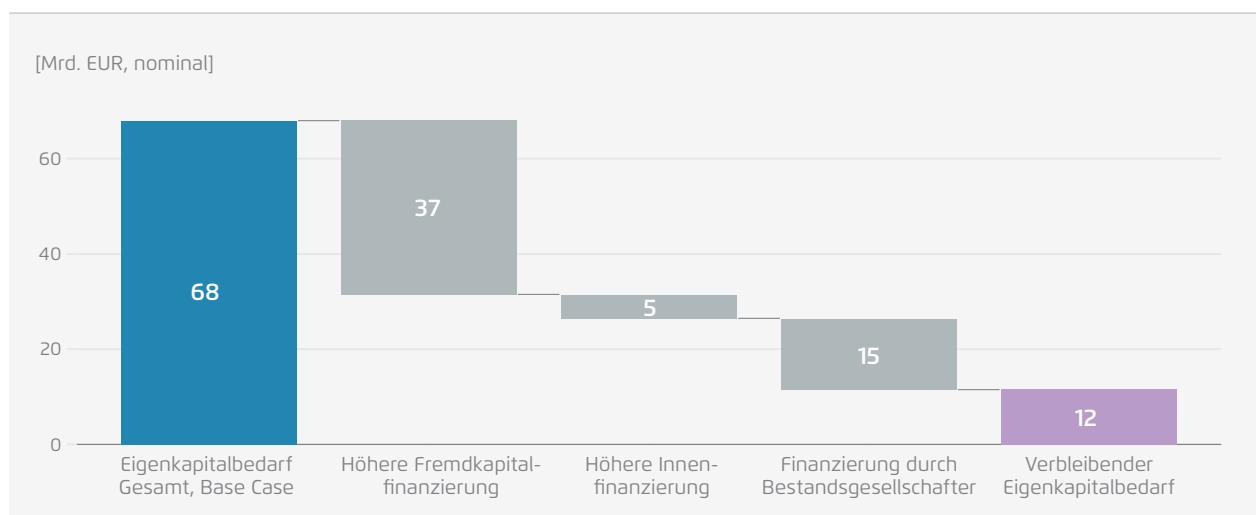
4.2 Eigenkapitallücke und politischer Handlungsbedarf bis 2035

Die Kapitalbedarfssimulation der verschiedenen Cluster zeigen: die Finanzierungsherausforderung der Energieversorger besteht vor allem für die Jahre bis 2035. Dabei ist die Herausforderung in den Clustern unterschiedlich stark ausgeprägt. Kleine, hochverschuldete, aber auch kleine, klassische Startwerke und öffentliche Energiekonzerne dürften in besonderem Maße auf Unterstützung von außen angewiesen sein: In vielen Fällen werden

⁶ Es bestehen weitere modellierungsrelevante Unterschiede, etwa die Einbeziehung von Zuschüssen im Wärmebereich, die Abschreibungslogik im Gasbereich oder die divergierenden Verschuldungsgrade, die in Inan et al. (2025) tiefergehend beschrieben werden.

Verbleibender Eigenkapitalbedarf für Fonds-Modell nach Nutzung anderer Finanzierungsmöglichkeiten

→ Abb. 30



Dezernat Zukunft, Agora Energiewende, Stiftung Klimaneutralität (2025); Investitionsbedarfe basierend auf Agora Energiewende (2024) und IMK (2024). Die Eigenkapitallücke ergibt sich aus der Differenz des gesamten zusätzlichem Eigenkapitalbedarfs und den Reduktionsbeiträgen höherer Fremdkapitalfinanzierung (20 %), Thesaurierung (10 %) und Finanzierung durch Bestandsgesellschafter. Letztere berücksichtigt clusterspezifischen Finanzierungsmöglichkeiten der Bestandsgesellschafter in Form eines Faktors, der zwischen 10 % und 100 % liegt, im Mittel über alle Cluster 55 %.

die Bestandsgesellschafter der Unternehmen dieser Cluster nicht in der Lage sein, zusätzliches Eigenkapital bereitzustellen. Anders verhält es sich insbesondere für private Energiekonzerne und wohlhabende Stadtwerke: Ihre Bestandsgesellschafter dürften den Großteil des notwendigen Eigenkapitals bereitstellen können. Auch die Bestandsgesellschafter der mittelgroßen Stadtwerke und mittleren Regionalbetreiber dürften – gemäß der vorliegenden Analyse – einen Teil der Eigenkapitalbedarfe selbst stemmen können.

Bis 2035 verbleibt nach Ausschöpfung anderer Maßnahmen eine Eigenkapital-Lücke von 12 Milliarden Euro; diese Mittel müssen durch neue Gesellschafter bereitgestellt werden. Dieser Anteil ist dabei als grobe Schätzung zu verstehen: Die Fähigkeit von Bestandsgesellschaftern, neues Eigenkapital bereitzustellen, ist unsicher, ihre genaue Betrachtung lag außerhalb der Grenzen des Simulationsmodells. Die Cluster-Analysen und die historischen Verschuldungsgrade und Ausschüttungsraten lassen jedoch eine Annäherung zu.

Abbildung 30 zeigt, wie der Eigenkapitalbedarf von rund 68 Milliarden bis 2035 durch verschiedene Maßnahmen sukzessive reduziert werden kann. Im Schnitt kann eine Erhöhung der Fremdkapitalfinanzierung den Eigenkapitalbedarf um circa 37 Milliarden Euro über alle Cluster hinweg verringern. Die höhere Innenfinanzierung ist nur für wenige Energieversorger möglich; sie bringt deshalb nur rund 5 Milliarden Euro ein, wenn angenommen wird, dass die Thesaurierung nur um rund 10 Prozentpunkte erhöht werden kann. Für die Finanzierungsmöglichkeiten durch die Bestandsgesellschafter wurden clusterspezifische Faktoren angenommen, die zwischen 10 Prozent bei kleinen, hochverschuldeten Stadtwerken und 100 Prozent bei privaten Energiekonzernen liegen. Der nach Nutzung dieser Finanzierungsmöglichkeiten verbleibende Eigenkapitalbedarf liegt bei knapp 12 Milliarden Euro. Würden darüber hinaus auch Eigenkapitalrenditen-Aufschläge berücksichtigt, so sinkt er auf etwa 10 Milliarden ab.

Vor allem im Zeitraum bis 2035 ist die Bereitstellung von zusätzlichem Eigenkapital in der Mehrheit der Cluster unumgänglich und muss zeitnah politisch

adressiert werden. Der errechnete Residualbedarf von knapp 12 Milliarden Euro beschreibt das zusätzliche Eigenkapital, das durch neue Gesellschafter bereitgestellt werden muss. Er dient in der weiteren Diskussion als Referenzwert für die Ausstattung eines Eigenkapitalinstruments, über das der Bund beziehungsweise die Länder diese Eigenkapitallücke schließen können – auch unter Einbezug privater Investoren.

4.3 Kennzeichen eines zukunftsfähigen Finanzierungsrahmens

Die anstehenden Investitionen in die Energieinfrastruktur sind eine gewaltige Herausforderung – insbesondere vor dem Hintergrund der kommunalen Finanzlagen. Die Kapitalbedarfssimulation hat verdeutlicht: Änderungen des Finanzierungsrahmens können sowohl die Innenfinanzierungskraft von Energieversorgungsunternehmen stärken als auch ihre Fähigkeit, Fremdkapital aufzunehmen. Doch auch wenn diese Potenziale ausgeschöpft werden, verbleiben signifikante Eigenkapitalzuschussbedarfe – insbesondere für den Zeitraum bis 2035. Diese liegen abhängig von den Annahmen zur künftigen Finanzierungsstruktur über alle Cluster hinweg in einer Größenordnung zwischen rund 19 Milliarden Euro (Sensitivität 3, Eigenkapitalzins-Aufschlag) und 68 Milliarden Euro (*Base Case*) und fallen insbesondere für kleine, hochverschuldete und kleine, klassische Stadtwerke sowie öffentliche Energiekonzerne an. Das erforderliche Eigenkapital werden die finanziell oft angeschlagenen kommunalen Eigentümer allerdings in vielen Fällen, wie bereits erläutert, nicht bereitstellen können.

Ein zukunftsfähiger Finanzierungsrahmen für den notwendigen Umbau der Stromverteil-, Gasverteil- und Fernwärmennetze muss vor diesem Hintergrund also mindestens drei Anforderungen erfüllen:

1. **Investitionen ermöglichen:** Energieversorgungsunternehmen ermöglichen, Instandhaltungs- und Ausbauinvestitionen im erforderlichen Umfang zu tätigen, um so ihren Pflichten zur Daseinsvorsorge und den Anforderungen der deutschen Klimaziele

im Rahmen ihrer unternehmerischen Tätigkeit nachzukommen.

2. **Übermäßige Belastungen von Endverbrauchern vermeiden:** Kosten des Netzausbau und -betriebs minimieren und vermeiden, dass Endverbraucher übermäßig belastet werden.
3. **Kommunale Finanzierungsengpässe nicht verschärfen:** kommunale Daseinsvorsorge über die Energieinfrastruktur hinaus erhalten, um Akzeptanz zu sichern.

Anforderung 1: Investitionen ermöglichen

Betreiber von Energienetzen in Deutschland haben eine gesetzliche Versorgungspflicht. Diese fordert die Errichtung und Erhaltung leistungsfähiger Verteilnetze sowie die Versorgung der betroffenen Haushalte mit Energie zu vertretbaren Preisen. Die politisch beschlossene Energiewende und die mit ihr einhergehenden Prozesse der Elektrifizierung und Dekarbonisierung aller Sektoren vervielfachen die Anforderungen an diese Versorgungspflicht. So müssen die Investitionen in die kommunalen Energienetze für den Zeitraum 2026–2030 etwa um den Faktor 3,3 gegenüber dem durchschnittlichen jährlichen Investitionsniveau des Zeitraums 2015–2025 erhöht werden. Ein zukunftsfähiger Finanzierungsrahmen muss deshalb gewährleisten, dass die Energieversorgungsunternehmen auch tatsächlich in der Lage sind, diesen Investitionsbedarf zu bewältigen. Dabei sind insbesondere zwei Elemente zu berücksichtigen:

- **Die relevante Netzregulierung⁷**, die die wirtschaftliche Basis des Netzbetriebes bestimmt, sollte in Summe angemessene Renditen ermöglichen. Sie sollte außerdem den spezifischen Rendite-Risiko-Profilen der jeweiligen Sparten Rechnung tragen und so ermöglichen, dass sich Investitionen grundsätzlich rentabel finanzieren lassen.

⁷ Dazu gehören die Stromnetzentgelt-, Gasnetzentgelt- und Anreizregulierungsverordnung für Strom und Gas; sowie die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme. Für die Fernwärmesparte ist darüber hinaus die Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze von zentraler Bedeutung.

→ **Die Finanzausstattung der Kommunen** muss über Maßnahmen außerhalb der Netzregulierung adressiert werden. Im Gegensatz zu privatwirtschaftlichen Eigentümern sind kommunale Eigentümer oft spezifischen Finanzierungsbarrieren ausgesetzt sind, die sich aus föderalen Finanzierungsbeziehungen und kommunalen Wirtschaftsstrukturen ergeben.

Anforderung 2: Übermäßige Belastungen von Verbrauchern vermeiden

Alle Haushalte und Unternehmen sind auf Strom und/oder Wärme angewiesen. Die Vermeidung übermäßiger Belastungen für diese Verbraucher ist deshalb notwendige Voraussetzung für eine soziale und erfolgreiche Energiewende. Der anstehende Investitionsaufwuchs wird allerdings mit steigenden Netzkosten einhergehen (Agora Energiewende, 2025), weshalb es umso wichtiger ist, diesen Anstieg so gering wie möglich zu halten. Die Netzregulierung steht dabei vor der großen Herausforderung, zugleich attraktive, aber keine übermäßigen Renditen zu ermöglichen. Im laufenden Reformprozess zur Anerkennung von Netzentgelten durch die Bundesnetzagentur (NEST) wird dieser Konflikt verhandelt. Die Ergebnisse der Cluster- und Sensitivitätsanalyse rücken dabei zwei weitere Elemente des Finanzierungsrahmens in den Fokus, die einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der Netzkosten haben:

- **Der Finanzierungsmix für anstehende Investitionen** sollte einen höheren Anteil an Fremdkapital aufweisen, weil dieses günstiger als Eigenkapital ist (siehe Kapitel 2.2) und die Finanzierungskosten somit insgesamt reduzieren kann. Der durch die Bundesnetzagentur im Rahmen des NEST-Prozesses geplante Umstieg auf eine pauschale Kapitalstruktur zur Bestimmung regulatorischer Kapitalvergütung – der sogenannte WACC-Ansatz – trägt dieser Tatsache in Teilen Rechnung. Der Ansatz gibt Energieversorgern mehr Freiheit, ihre Kapitalstruktur und die damit verbundene Kapitalvergütung zu optimieren. Für Energieversorgungsunternehmen in kommunalem Besitz – insbesondere kleine – ist die wesentliche Hürde

für eine Ausweitung der Fremdkapitalfinanzierung wiederum der beschränkte Zugang zu Fremdkapitalgebern jenseits der kommunalen Hausbanken. Der künftige Finanzierungsrahmen sollte diese Restriktionen adressieren.

- **Die Renditeerwartungen verschiedener Kapitalgeber unterscheiden sich, je nachdem, ob private oder öffentliche Investoren den Eigenkapitalzuschuss für das betreffende Energieversorgungsunternehmen bereitstellen.** Hierbei ist zu berücksichtigen, dass sich Bund und Länder wesentlich günstiger refinanzieren können als private Investoren (Kölschbach et al., 2024). Erträge aus öffentlichem Eigenkapital könnten nach Abzug der Zinskosten zudem genutzt werden, um Netzkosten für die Verbraucher weiter zu reduzieren. Ein zukunftsfähiger Finanzierungsrahmen sollte dieser Tatsache Rechnung tragen und die Vor- und Nachteile staatlicher Eigenkapitalzuschüsse zum Investitionsaufkommen der Energieversorger abwägen.

Anforderung 3: Kommunale Finanzierungskrise nicht verschärfen

Der notwendige Umbau der Energienetze ist aufgrund der Gesellschafterstruktur vieler Energieversorger in Deutschland immer auch vor dem Hintergrund der vielerorts höchst angespannten Kommunalfinanzen zu sehen (siehe Kapitel 2.3). Das föderale Finanzgefüge der Bundesrepublik, das mit einer strukturellen Minderausstattung der Kommunen einhergeht, hat über die Jahrzehnte dazu geführt, dass der Betrieb kommunaler Energienetze für viele Stadtwerke eine wesentliche Einnahmequelle zur Finanzierung anderer Elemente kommunaler Daseinsvorsorge geworden ist.

Ein zukunftsfähiger Finanzierungsrahmen sollte daher die komplexen föderalen Finanzverflechtungen und Interessenkonflikte berücksichtigen. Stärkere Eingriffe und die Konsolidierung der gewachsenen Struktur vieler Energieversorgungsunternehmen mögen aus einer Perspektive der Optimierung attraktiv erscheinen. Damit einher gehen aber politische Folgen für die öffentliche Daseinsvorsorge

und die Akzeptanz der Energiewende, die ebenfalls abgewogen werden sollten.

Hier gilt es angesichts des gewaltigen Investitionsbedarfs abzuwegen, inwieweit die Finanzierungsengpässe vieler Kommunen durch eine grundlegende Reform der föderalen Finanzbeziehungen entschärft werden könnten. Die Alternative besteht in der direkten staatlichen Absicherung oder Finanzierung kommunaler Investitionen im Einklang mit dem Finanzverfassungsrecht.

4.4 Hintergrund: Kommunalfinanzen und Renditeerwartungen

Kommunalfinanzen

Die kommunalen Haushalte geraten seit vielen Jahren immer stärker in Schieflage (siehe Kapitel 2.3). Die beträchtliche Gesamtverschuldung der Kommunen in Höhe von rund 170 Milliarden Euro (2024) schränkt deren Finanzierungsfähigkeiten enorm ein. Die Folge: Deutschlands Kommunen weisen bereits heute einen Investitionsrückstand von rund 216 Milliarden Euro auf – also ohne Berücksichtigung des Eigenkapitalzuschussbedarfs der kommunalen Energieversorger in Höhe von rund 63 Milliarden Euro für den Umbau der Energienetze (siehe Kapitel 4.1). Ändert sich an der gegenwärtigen, unzureichenden Finanzierungsstruktur nichts, dürfte angesichts der wachsenden Aufgaben- und Ausgabenbelastung der Druck auf die kommunalen Haushalte weiter zunehmen und den Ausbau der Energieinfrastruktur gefährden.

Vor diesem Hintergrund sind die 100 Milliarden Euro aus dem Sondervermögen des Bundes für Länder und Kommunen zwar ein positiver Schritt, aber der Zahlenabgleich erlaubt keine Illusionen: Mit den Zahlungen lässt sich weder der Investitionsrückstand der Kommunen auflösen noch ein ausreichender Finanzierungsrahmen für Investitionen in den Umbau der Energienetze schaffen. Mittelfristig könnte dieser Ansatz daher ausgeweitet werden, indem etwa ein größerer Teil des bereits beschlossenen Sondervermögens als ursprünglich geplant Ländern und Kommunen zugutekäme oder indem der Bund

zusätzliche Kredite aufnähme. Dies würde allerdings eine abermalige Grundgesetzänderung erfordern, und die strukturell bedingten Finanzierungsprobleme der Kommunen blieben dabei weiter ungelöst. Zur strukturellen Entlastung der Kommunen und zur langfristigen Stärkung ihrer Investitionsfähigkeit im Kontext der Energiewende müssen daher über Mittelzuweisungen aus dem Sondervermögen hinaus die Finanzbeziehungen zwischen Bund, Ländern und Kommunen insgesamt in den Blick genommen und zukunftsorientiert ausgestaltet werden.

Konkrete Reformempfehlungen (zum Beispiel Freier et al., 2025; Hesse et al., 2024; Raffer & Scheller, 2025) sehen auf der Einnahmeseite etwa eine Anpassung der Gemeindeanteile an den Gemeinschaftssteuern oder eine Anpassung der kommunalen Finanzausgleichssysteme vor. Diese Maßnahmen sollen Unterschiede in der Leistungsfähigkeit der Kommunen ausgleichen und eine gerechtere Mittelverteilung zwischen Bund, Land und Kommunen sowie zwischen finanziell starken und -schwachen Kommunen gewährleisten. Eine Umverteilung des Gemeinschaftssteueraufkommens zugunsten der Kommunen wäre tatsächlich wünschenswert, dürfte angesichts der Finanzierungsherausforderungen auf Bundesebene in den kommenden Jahren jedoch nur schwer umzusetzen sein. Auch eine Reform der Kommunalförderung wird zur Verbesserung der Finanzausstattung vorgeschlagen, zum Beispiel durch Einführung des Förderansatzes der Gemeinschaftsaufgabe in Kombination mit der Überführung des Klimaschutzes in eine kommunale Pflichtaufgabe, sie wäre allerdings ebenfalls mit einer Grundgesetzänderung verbunden (Kühl & Scheller, 2024). Auf der Ausgabenseite reichen die Reformvorschläge von einer Übernahme oder mindestens Verringerung des kommunalen Anteils an den Sozialausgaben bis hin zu einer direkten Beteiligung des Bundes an der Entschuldung von Kommunen und Ländern (Freier et al., 2025; Raffer & Scheller, 2025).

Vor diesem Hintergrund bleibt Folgendes festzustellen: Eine grundlegende Neuordnung der föderalen Finanzbeziehungen ist unabdingbar, um die Kommunen dauerhaft zur öffentlichen Daseinsvorsorge und somit auch zum notwendigen Umbau der

Energieinfrastruktur zu befähigen. Ein tragfähiger Kompromiss wird jedoch aller Voraussicht nach erst mittelfristig zu erreichen und umzusetzen sein. Damit der Investitionsstau in den Kommunen bis dahin nicht weiter anwächst, braucht es kurzfristige Lösungen. Die entsprechenden Maßnahmen können eine grundlegende Reform also nicht ersetzen, müssen sie jedoch flankieren, damit die Energieversorgungsunternehmen bereits heute investieren können.

Regulierung von Eigenkapitalrenditen

Energienetze sind der ökonomischen Theorie nach natürliche Monopole. Das Vorhandensein eines natürlichen Monopols spricht dafür, dass der Staat die damit verbundenen Aktivitäten entweder selbst übernimmt oder die entsprechenden Unternehmen einer tiefgehenden Regulierung unterzieht. Im konkreten Fall der Energienetze bewegt sich die Regulierung in einem Spannungsfeld: Einerseits sollen die Renditen des Netzbetriebs die Finanzierungsrisiken der Kapitalgeber angemessen vergütet und so das für Investitionen notwendige Kapital mobilisiert, andererseits aber auch Haushalte vor überhöhten Preisen schützen. Im Fall von Strom- und Gasnetzen ist nicht exakt zu beziffern, welche regulatorische Eigenkapitalrendite deren Rendite-Risiko-Profilen angemessen ist (Frontier Economics, 2025). Der derzeitig verwendete Ansatz zur Bestimmung der regulatorischen Rendite lässt jedoch einige Risikoquellen unberücksichtigt und unterschätzt deshalb tendenziell die risikoadjustierte Rendite (Kölschbach & Steitz, 2024). Im Unterschied dazu sind Wärmenetze viel weniger reguliert, insbesondere gibt es hier keine regulierten Eigenkapitalrenditen. Gleichzeitig weisen diese aber auch höhere Ertragsrisiken auf, zum Beispiel aufgrund schwer zu prognostizierender Anschlussraten.

Im Rahmen des sogenannten NEST-Prozesses plant die Bundesnetzagentur aktuell, die regulatorische Eigenkapitalverzinsung um 1,2 Prozentpunkte zu erhöhen (BNetzA, 2025a). Die Netzregulierung sollte aber gleichermaßen gewährleisten, dass keine Renditen jenseits einer auskömmlichen Risikovergütung erwirtschaftet werden. Die starke Spreizung der

tatsächlichen Eigenkapitalrenditen der Energieversorgungsunternehmen deutet darauf hin, dass dies derzeit nicht der Fall ist. Die verfügbaren Daten zeigen, dass viele Unternehmen – insbesondere öffentliche und private Energiekonzerne – Eigenkapitalrenditen oberhalb einer risikogerechten Vergütung erzielen, und zwar durch geschickte Optimierung im System (BNetzA, 2025; eigene Analysen). Dieser Umstand lässt sich durch Sensitivierung der Analyseergebnisse mit der Annahme eines höheren Eigenkapitalzinssatzes von 3 Prozentpunkten für Strom und 5 Prozentpunkten für Gas abbilden. Da die Datenlage jedoch lückenhaft ist, können hier keine belastbaren Aussagen für die Gesamtheit der Energieversorgungsunternehmen getroffen werden. Die Bundesnetzagentur plant im Sinne des WACC-Ansatzes zudem, die Bestimmung des regulatorischen Eigenkapitals auf eine pauschalisierte Kapitalstruktur umzustellen (BNetzA, 2025) – das ist sinnvoll und deckt sich mit den oben skizzierten Analyseergebnissen. So erhalten Netzbetreiber Anreize, die eigene Kapitalstruktur zu optimieren, Eigenkapitalrenditen zu erhöhen und die Fremdfinanzierung moderat auszuweiten. Angesichts der Eigenkapitalzuschussbedarfe ist eine solche Umstellung also zu begrüßen. Wie effektiv sich der Ansatz auf die Kapitalstruktur der Unternehmen tatsächlich auswirkt, hängt allerdings von der Umsetzung im Detail ab.

Investitionen in Wärmenetze unterliegen keiner Anreizregulierung. Die möglichen Eigenkapitalrenditen werden stattdessen nur mittelbar über die Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (ABVFernwärmeV) beeinflusst, die die allgemeinen Versorgungsbedingungen regelt. Berücksichtigt wurde das bei der Simulation durch Annahme eines Risikoaufschlags von 4 Prozentpunkten. Der Finanzierungsrahmen sollte auch im Fall der Wärmenetze erlauben, dass Unternehmen mit dem Netzausbau und der Umstellung der Wärmeerzeugung auf erneuerbare Quellen verlässlich attraktive Renditen erzielen können – gleichzeitig ist die Wärmeversorgung aber sozial besonders sensibel: Gerade Mieterhaushalte müssen effektiv geschützt werden, sodass ihre Wärmepreise bezahlbar bleiben. Dies stellt besondere Anforderungen an die Förderkulisse für Wärmenetze. Denn

die Umstellung auf erneuerbare Wärme ist bislang oftmals noch mit zusätzlichen Kosten gegenüber der fossilen Produktion verbunden. Zentral ist daher eine längerfristig zuverlässige Finanzausstattung der Bundesförderung für Effiziente Wärmenetze (BEW) mit rund 3 Milliarden Euro jährlich (Agora Energiewende et al. (2024)). Gleichzeitig müssen Anpassungen an der Wärmelieferverordnung (WärmeLV), der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme (ABVFernwärmeV) und Verbraucherschutzzvorgaben für Handlungssicherheit bei Versorgern und Verbrauchern sorgen.

4.5 Handlungsempfehlungen: ein Politikmix zur Ermöglichung der Infrastrukturausbau

Ein Mix aus neuen Finanzierungsinstrumenten und gezielten Anpassungen am bestehenden Finanzierungsrahmen kann die heterogenen Kapitalbedarfe der Energieversorger im Infrastrukturausbau adressieren und so das notwendige Kapital mobilisieren. Grundsätzlich stehen dafür drei Wege zur Verfügung (siehe Kapitel 2.2): die Ausweitung der Fremdfinanzierung, die Ausweitung der Innenfinanzierung und die Aufnahme zusätzlichen Eigenkapitals. Wie die Simulation gezeigt hat, lässt sich die Fremdfinanzierungsfähigkeit von Energieversorgungsunternehmen mit gezielten Maßnahmen stärken. Einer Ausweitung der Innenfinanzierung sind wegen der finanziellen Lage der meist kommunalen Eigentümer hingegen enge Grenzen gesetzt. Und auch wenn die Ausweitungspotenziale jeweils ausgeschöpft wären, bliebe es bei erheblichen Eigenkapitalzuschussbedarfen.

In den folgenden Abschnitten werden konkrete Maßnahmen zur Deckung der verschiedenen Kapitalbedarfe diskutiert. Zunächst betrifft das Maßnahmen zur Stärkung der Fremdfinanzierung, dann solche zur Bereitstellung von zusätzlichem Eigenkapital sowie Umsetzungsvehikel, durch die das Kapital im notwendigen Umfang von öffentlichen und privaten Akteuren mobilisiert werden kann. Schließlich werden die begrenzten Potenziale zur Stärkung der Innenfinanzierungskraft diskutiert.

→ Handlungsempfehlung: Fremdkapital-Potenziale heben

Für die Ausweitung der Fremdfinanzierung Energieversorgungsunternehmen empfehlen wir ein Bündel an Maßnahmen: Zum einen sollte das **Finanzierungs-Know-how** – insbesondere kleinerer Stadtwerke – gestärkt werden, sodass die betreffenden Unternehmen die eigene Kapitalstruktur effizienter gestalten können und künftig mehr Fremdkapital aus verschiedenen Quellen einwerben. Gezielte Programme könnten hier Abhilfe leisten. Zum anderen sollten der Bund oder der Bund und die Länder **staatliche Kreditgarantieprogramme** für Banken und weitere Fremdkapitalgeber einführen, um diese gegen Risiken abzusichern. In der Folge könnten die Energieversorger dann mehr Fremdkapital aufnehmen. **Staatliche oder staatlich abgesicherte Kreditaufkaufprogramme** sollten Banken darüber hinaus befähigen, ihre Kredite an die Energieversorger auszuweiten. Und schließlich sollten auch **regulatorische Anpassungen** positive Anreize setzen: Der von der Bundesnetzagentur geplante Ansatz einer pauschalisierten Kapitalstruktur (*WACC*-Ansatz) würde es den Energieversorgern erlauben, ihre Kapitalstruktur flexibler zugunsten von Fremdkapital zu steuern.

Unsere Simulation zeigt: Steigen die Fremdkapitalquoten über alle Cluster und Energiesparten hinweg um rund 20 Prozentpunkte (auf maximal 80 Prozent der Bilanzsumme), so sinkt der Zuschussbedarf an frischem Eigenkapital bis 2045 um rund 68 Prozent (minus 43 Milliarden Euro). Die beschriebenen Maßnahmen und Finanzierungsinstrumente tragen dazu bei, die Fremdfinanzierung von Netzinvestitionen signifikant auszuweiten.

1. Fremdkapitalfinanzierung

Fremdkapital ist in der Regel eine günstige Kapitalquelle, deren Potenziale vollständig gehoben werden sollten. Instrumente zur Erhöhung des Fremdkapitals sind Kreditaufnahme und Darlehen sowie – vor allem bei größeren Unternehmen – die Ausgabe von Anleihen am Kapitalmarkt. Hier ist noch Potenzial zu heben: Viele kleinere Energieversorger arbeiten bislang lediglich mit regionalen Sparkassen oder Hausbanken zusammen, nur ein kleiner Teil der Unternehmen hat daher bereits Erfahrung mit Anleiheemissionen. Das Potenzial der Fremdfinanzierung wird in der Regel also nicht voll ausgeschöpft, was den Eigenkapitalbedarf des betreffenden Unternehmens erhöht. Staatliche Fremdkapitalgarantien erlauben einem Unternehmen, seinen Verschuldungsgrad weiter anzuheben und seinen Eigenkapitalbedarf auf diese Weise zu reduzieren. Ihr Einsatz hat jedoch Vor- und Nachteile, die es abzuwägen gilt.

Aufbau von Finanzierungs-Know-how zur Diversifizierung von Fremdkapitalgebern

Eine Diversifizierung der Fremdkapitalgeber könnte deutlich mehr Fremdkapital mobilisieren. Dafür braucht es zunächst das entsprechende Finanzierungs-Know-how und oft auch einen Wandel der Unternehmenskultur. Insbesondere Kommunen könnten gefördert werden, indem sie für das Geschäft mit grünen Anleihen aus öffentlicher Hand befähigt werden. Bisher werden solche Anleihen primär auf Bundes- und Länderebene ausgegeben, sodass ihr Potenzial für die kommunale Finanzpolitik bisher kaum ausgeschöpft wird (KfW Research, 2025). Lediglich einzelne Städte – darunter Köln, Offenbach, Hannover, Münster und München – haben erste Erfahrungen mit solchen grünen Anleihen gemacht. Obwohl diese meist die Sanierung von Wohnungsbeständen betreffen, lässt sich das Potenzial entsprechender Anleihen angesichts der Kapitalintensität im Wohnungssektor für ebenso kapitalintensive Energieversorgungsunternehmen ableiten. In diesem

Sinne wäre eine Skalierung und Erweiterung auf Energieversorgungsunternehmen bei der Ausgabe von Anleihen durch Kommunen wünschenswert.

Eine weitere Möglichkeit zur Diversifizierung der Fremdkapitalgeber betrifft die Beschaffung im stark wachsenden *Private-Credit*-Markt. Das Geld kommt hier vor allem von privaten Infrastrukturfonds und mittelbar oder direkt von anderen institutionellen Investoren wie Pensionskassen. Diese können in der Regel höhere Risiken eingehen als klassische Banken, da sie ohne Einlagengeschäft weniger stark reguliert sind. Eine wesentliche Hürde besteht allerdings im Anspruch entsprechender Investoren an die Transaktionsvolumina: Der Großteil der deutschen Energieversorger ist zu klein, um für solche Investoren in Betracht zu kommen. Durch Bündelung vieler kleinerer Projekte oder Finanzierungen lässt sich die Attraktivität für diese Investorenklasse aber wesentlich erhöhen (siehe Abschnitt zu *Off-Balance-Sheet-Lösungen*).

Staatliche Kreditgarantieprogramme

Zusätzlich könnten staatliche Garantien die Aufnahme von Fremdkapital begünstigen, indem sie das Risiko für die Fremdkapitalgeber und somit auch die Finanzierungskosten des betreffenden Energieversorgers reduzieren. Viele kleinere und mittelgroße Kommunen können aufgrund eigener finanzieller Engpässe gegenüber Banken und anderen Investoren keine Garantien für die Fremdkapitalaufnahme ihrer Stadtwerke aussprechen. Hier könnten also Länder- oder Bundesgarantien, die im Einklang mit den finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben sind, die Fremdkapitalaufnahme der Energieversorgungsunternehmen wesentlich begünstigen. Dies gilt nicht nur für risikoreichere Investitionen im Wärmebereich, sondern ebenso für Investitionen in den Umbau der Strom- und Gasnetze.

Berücksichtigt werden muss dabei, dass staatliche Fremdkapitalgarantien nicht kostenlos sind. Für die Übernahme von Ausfallrisiken muss der Garantiegeber im Einklang mit dem europäischen Beihilfe-recht Prämien verlangen, die das übernommene

Risiko marktgerecht vergüten (BDEW et al., 2024; EFRE Thüringen, 2016). Die Kosten tragen zunächst die Energieversorger, deren Fremdkapitalaufnahme durch die Garantien zwar erleichtert wird, die diese Kosten aber letztlich an die Verbraucher weitergeben. Garantieübernahmen von 100 Prozent sind zudem laut Beihilfegesetzen des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) nicht möglich (Europäische Kommission, 2016). Darüber hinaus besteht im Wärmebereich ein erhöhtes Risiko, dass diese Garantien auch tatsächlich in Anspruch genommen werden. Eine Ausweitung von Fremdkapitalgarantien würde außerdem wohl eine spezifische Berücksichtigung der Fremdkapitalvergütung bei der Netzregulierung für den Strom- und den Gassektor erfordern.

Die Vergabe von Garantien ließe sich theoretisch mit Anforderungen an eine maximale Ausschüttungsquote verbinden (siehe Abschnitt zur Innenfinanzierung). So könnten gleichzeitig die Innenfinanzierungskraft und die Kreditaufnahme der betreffenden Unternehmen gestärkt werden.

Ergänzend könnten Bund und Länder auch direkt Kredite an Stadtwerke vergeben. Die WIBank in Hessen hat kürzlich ein solches Programm aufgelegt (WIBank, 2025).

Kreditaufkauf- und Verbriefungsprogramme

Gerade kommunal oder regional agierende Banken stoßen bisweilen an eigene Finanzierungsgrenzen, die der Vergabe zusätzlicher Kredite an die deutschen Energieversorger dann im Weg stehen. Durch die Zusammenführung und den Verkauf eines Teils bestehender Darlehen können diese Banken Handlungsspielraum für zusätzliche Darlehensvergaben schaffen, wobei als Abnehmer vor allem staatliche Förderbanken infrage kommen. Denkbar sind auch eine Verbriefung von Darlehensportfolios und ein Verkauf an Privatinvestoren, die diese verbrieften Darlehen ihrerseits handeln können. Dafür müssten allerdings Ratingagenturen die bestehenden Darlehen beziehungsweise die Energieversorger bewerten, was gerade bei kleinen Stadtwerken derzeit nicht üblich



Handlungsempfehlung: Zusätzliches Eigenkapital mobilisieren

Energieversorgungsunternehmen sollten ihre Möglichkeiten zur Erhöhung des **Eigenkapitals durch die Bestandsgesellschafter** ausschöpfen – allerdings hat nur ein Teil der deutschen Energieversorger entsprechend zahlungsfähige Eigentümer. Eine grundlegende Reform der föderalen Finanzbeziehungen kann wesentlich dazu beitragen, die Finanzierungsfähigkeit der kommunalen Gesellschafter zu verbessern (siehe Kapitel 4.3); kurzfristig sind hier jedoch keine Reformen zu erwarten. Um den Investitionsaufwuchs der kommenden Jahre zu finanzieren, braucht es somit kurzfristig zwingend eine **Eigenkapitalzuführung durch neue Gesellschafter** in der Höhe von circa 12 Milliarden Euro.

Um die Kosten des Eigenkapitalzuschusses möglichst gering zu halten, empfehlen wir die **Bereitstellung von öffentlichem Eigenkapital** für besonders betroffene Unternehmen, die den Clustern der kleinen, hochverschuldeten und der kleinen, klassischen Stadtwerke sowie der öffentlichen Energiekonzerne zuzuordnen sind. Eine finanzverfassungsrechtlich saubere Umsetzung dieser Strategie ist allerdings nicht trivial. Unter den möglichen Umsetzungsoptionen scheint die Eigenkapitalbereitstellung für spezifische Netzprojekte einzelner Unternehmen über **Projektgesellschaften** und sogenannte *Sales-and-Lease-Back*-Ansätze am erfolgversprechendsten. In einer landes- oder bundeseigenen Gesellschaft ließen sich diese Beteiligungen bündeln und auch für private Investoren attraktiv machen (siehe auch Abschnitt zum Umsetzungsvehikel).

ist. Auch hier könnte ein Ausweg in staatlichen Garantien liegen, die im Zuge der Verbriefung auf die Darlehensportfolios gewährt werden.

Regulatorische Anreize für höhere Fremdkapitalquoten

Der regulatorische Rahmen sollte eine Ausweitung der Fremdkapitalfinanzierung nicht bestrafen. Deshalb ist bei der Bestimmung der regulatorischen Kapitalkosten in den Erlösobergrenzen im Zuge des aktuellen NEST-Prozesses eine Umstellung auf WACC-Verfahren in jedem Fall sinnvoll. So bleiben die Energieversorger bei der Steuerung ihrer Eigen- und Fremdkapitalquoten flexibel.

2. Eigenkapitalfinanzierung

Wenn die Potenziale der Fremdkapitalfinanzierung tatsächlich ausgeschöpft werden, sinken für den Zeitraum 2026–2045 die Eigenkapitalbedarfe in allen Clustern (siehe Kapitel 4.1). Allerdings zeigen sich bei zahlreichen Energieversorgungsunternehmen dennoch und insbesondere für den Zeitraum

2026–2035 Eigenkapitalzuschussbedarfe – auch weil eine Stärkung ihrer Innenfinanzierung wegen der Kommunalfinanzen kaum möglich ist. Dies betrifft in erster Linie das Cluster der kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke, aber auch einen Teil der kleinen, klassischen Stadtwerke und der öffentlichen Energiekonzerne.

Die Zuführung von frischem Eigenkapital ist deshalb für einen Teil der Energieversorger in jedem Fall erforderlich. Nur so können sie hinreichend Fremdkapital aufnehmen und den Investitionsaufwuchs der kommenden Jahre stemmen. Grundsätzlich kann neues Eigenkapital durch bestehende oder neue Anteilseigner zufließen. Wir schätzen, dass rund 12 Milliarden Euro durch neue Gesellschafter bereitgestellt werden müssen (siehe Kapitel 4.2).

Eigenkapitalerhöhungen durch Bestandsgesellschafter

Gerade bei vielen kleinen, klassischen und kleinen, hochverschuldeten Stadtwerken im kommunalen Mehrheits- oder Vollbesitz stehen die kommunalen Eigentümer bereits an der Grenze ihrer

Finanzierungskapazität. Höhere Thesaurierungsquoten oder eine Zuführung von neuem Eigenkapital sind dort nicht möglich (siehe Kapitel 4.3). Diese Finanzierungsengpässe sollten durch eine strukturelle Neuaufstellung der kommunalen Finanzen mittelfristig unbedingt behoben werden (siehe Kapitel 4.3). Eine genaue Betrachtung der Potenziale und Grenzen einer solchen Reform liegt außerhalb des Rahmens dieser Studie; zudem scheint eine kurz- bis mittelfristige Umsetzung unwahrscheinlich. So wurden im Koalitionsvertrag der aktuellen Koalition keine Verabredungen in diese Richtung getroffen (KoA V, 2025). Damit der Investitionsstau nicht weiter anwächst, braucht es also unbedingt kurzfristige Lösungen, die den Umbau der Energieinfrastruktur in den kommenden Jahren tragen.

Finanziell besser aufgestellte Kommunen und Eigentümer privater Energieversorger können in der Regel frisches Eigenkapital zuführen. Hier können die Möglichkeiten einer Erhöhung der Eigenkapitaleinlage genutzt werden. Die spezifische Regulierung und die jeweiligen Förderprogramme der drei Energiesparten sollten dabei die verschiedenen Risikoprofile angemessen berücksichtigen, um die Zugabe zusätzlichen Eigenkapitals zu erleichtern. Wir schätzen, dass rund 15 Milliarden Euro des Gesamt-Eigenkapitalbedarfs von 68 Milliarden Euro bis 2035 durch Bestandsgesellschafter bereitgestellt werden kann, ein Großteil davon bei den privaten Energieversorgern.

Eigenkapitalzuführung durch neue Gesellschafter

Können die Energieversorgungsunternehmen – in kommunaler oder in privater Hand – kein oder nicht ausreichend frisches Eigenkapital von bestehenden Gesellschaftern einwerben, so sind neue Eigentümer eine Alternative. Relevant ist diese Alternative vor allem für Energieversorger und Kommunen in prekärer Finanzlage. Wenn Bestandseigentümer nur begrenzt für die Eigenkapitalzuführung zur Verfügung stehen, kann diese Alternative auch für mittlere und große Stadtwerke sowie private Energiekonzerne von Interesse sein. Wir schätzen, dass nach Abzug aller anderer Hebel – höhere Fremdfinanzierung, geringere Ausschüttungen und Finanzierung durch

Bestandsgesellschafter – eine Eigenkapitallücke von knapp 12 Milliarden Euro verbleibt, die durch neue Gesellschafter geschlossen werden muss.

Grundsätzlich kann zusätzliches Eigenkapital und eigenkapitalähnliches Kapital sowohl von privaten als auch von öffentlichen Akteuren zugeführt werden. BDEW, VKU und Deloitte (2024) haben vor diesem Hintergrund beispielweise die Bereitstellung von privatem Kapital im Rahmen einer Fondslösung vorgeschlagen, bei der Gelder von institutionellen Investoren gebündelt und in Energieinfrastrukturprojekte investiert werden. Dem Staat käme dabei primär eine absichernde Rolle zu.

Möglich sind zudem staatliche Beteiligungen. So könnten sich Bund und Länder auch direkt an einem Energieversorger beteiligen – wie bei der Bundesbeteiligung an Übertragungsnetzbetreibern durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Ein Vorteil wäre hier, dass sich der Staat vergleichsweise günstig refinanzieren und diesen Finanzierungsvorteil an die betreffenden Energieversorger weitergeben könnte (Kölschbach et al., 2025). Aufgrund solcher Kostenvorteile, die dazu beitragen können, Netzkosten für die Verbraucher merklich zu reduzieren, sehen wir hinsichtlich der Bereitstellung von Eigenkapital für Stadtwerke und im Einklang mit den in Kapitel 4.2 formulierten Anforderungen an einen Finanzierungsrahmen vor allem eine Rolle für den Staat. Gleichzeitig ergeben sich in diesem Zusammenhang sowohl finanzverfassungsrechtliche als auch beihilferechtliche Fragen, die direkte Beteiligungen des Bundes oder der Länder zwar nicht ausschließen, diese aber an bestimmte Voraussetzungen knüpfen.

Ob privat oder öffentlich, eine der größten Herausforderungen bei der Gewinnung neuer Eigenkapitalgeber ist die Fragmentierung der Energieversorgungslandschaft in Deutschland. Hinzu kommt, dass viele Energieversorgungsunternehmen aufgrund ihres breiten Geschäftsportfolios als Kommunalbetriebe wenig transparent und deshalb nur mäßig attraktiv für neue Kapitalgeber sind. Sowohl die gemessen an den Investitionssummen aufwendige *Due Diligence* als auch die auf breite Daseinsvorsorge ausgerichtete Governance vieler Stadtwerke macht es

für Kapitalgeber schwer, den konkreten Investitionsbezug ihrer Gelder nachzuvollziehen. Zudem stehen viele Stadtwerke dem Einstieg neuer Gesellschafter kritisch gegenüber; im Gegenteil weist der Trend bei der Eigentümerstruktur seit einiger Zeit sogar in Richtung Rekommunalisierung (VKU & PwC, 2024).

Eine Möglichkeit zur Überwindung dieser Schwierigkeiten ist die Neuaufnahme von Eigenkapital auf Ebene der Netzgesellschaft, die in der Umsetzung allerdings an einige Voraussetzungen geknüpft ist – zum Beispiel hinsichtlich konzessionsvertraglicher Zulässigkeit und der Ausgestaltung von Finanzierungsverträgen. Eine andere Option ist die Aufnahme neuer Gesellschafter auf Ebene einzelner Projekte beziehungsweise separater Projektgesellschaften, die nur über abgrenzbare Vermögenswerte verfügen.

Nutzung von Projektgesellschaften

Aus Sicht von Energieversorgern und Kapitalgebern – öffentlich wie privat – hat eine Finanzierung über Projektgesellschaften diverse Vorteile: Die Energieversorger entlasten durch die Ausgliederung bestimmter Teile des Anlagevermögens (zum Beispiel Netzabschnitte oder Umspannwerke) ihre Bilanz, da sie das neue Kapital direkt über die Projektgesellschaft (oft *Special Purpose Vehikel*, SPV) aufnehmen können. Die Finanzierungs- und Eigentümerstruktur

kann hier wesentlich von der der Netzgesellschaft beziehungsweise der des Energieversorgungsunternehmens abweichen. Den Investoren verspricht ein solcher Ansatz wiederum Klarheit über die zugrunde liegenden Vermögenswerte und Investitionen. Um eine übermäßige Fragmentierung zu vermeiden, empfiehlt es sich allerdings, mehrere Projekte zu bündeln.

Der sogenannte *Sale-and-Lease-Back*-Ansatz geht noch weiter: Dabei übernimmt eine vom Energieversorger ausgelagerte Projektgesellschaft bestimmte Investitionsaufgaben und finanziert diese. Im Gegenzug schließt das Energieversorgungsunternehmen einen Pachtvertrag mit der Projektgesellschaft, um die durch Investition entstandenen Anlagewerte zu nutzen. Die Investitionen fallen somit vollständig aus der Bilanz des Energieversorgers und können unabhängig durch die Projektgesellschaft finanziert werden. BET (2025) hat diesen Ansatz im Detail diskutiert; sie resümieren, dass er für die Finanzierung von Verteilnetzinvestitionen sehr gut geeignet ist – und auch schon praktiziert wird. Abbildung 31 zeigt die Funktionsweise von Projektgesellschaften sowie des *Sale-and-Lease-Back*-Ansatzes.

Ein solcher *Sale-and-Lease-Back*-Ansatz könnte zudem die Beteiligungen des Staates an verschiedenen Energieversorgungsunternehmen

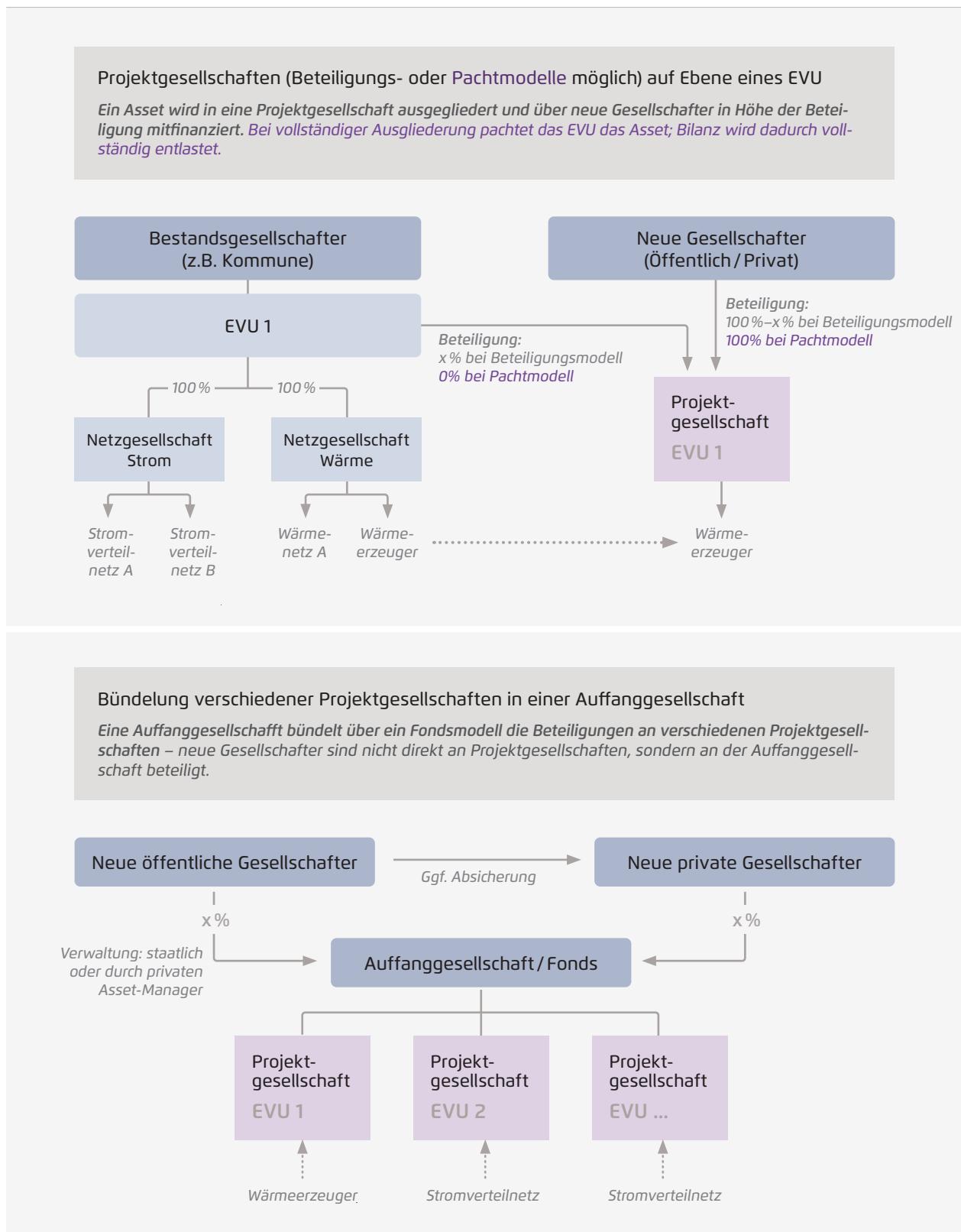
→ Handlungsempfehlung: Umsetzungsvehikel einrichten und Finanzierung bündeln

Wir empfehlen die Einrichtung von Umsetzungsvehikeln, die eine **Bündelung von Finanzierungen**, die **Einbeziehung privater Geldgeber** und gegebenenfalls auch die **Verbriefung** von Finanzierungen ermöglichen.

Eine **bundes- oder landeseigene Gesellschaft** könnte die Infrastrukturinvestitionen, die nicht eigenständig durch die betreffenden Energieversorger zu bewältigen sind, als „Auffanggesellschaft“ (BET, 2025) integrieren und finanzieren. Die Gesellschaft sollte rund 12 Milliarden Euro an Eigenkapital bereitstellen. Öffentliche und private Mittel könnten in der Gesellschaft zusammenfließen. Zudem könnte über die Gesellschaft neben Eigenkapital auch Fremdkapital bereitgestellt werden. Und schließlich könnten Kreditgarantien an einen Pool diverser Fremdkapitalgeber gegeben werden, die im Rahmen eines **Fondsmodells** gepoolt werden. Unter dem Dach eines Deutschlandfonds können diese Ansätze integriert werden.

Übersicht Projektgesellschaften auf Ebene eines EVU* und mögliche Bündelung von Projektgesellschaften in einer Auffanggesellschaft

→ Abb. 31



beziehungsweise die Bereitstellung von öffentlichem Eigenkapital vereinfachen. Dies betrifft vor allem finanzverfassungsrechtliche Fragen im Zusammenhang mit Bund-Länder-Verantwortungen sowie beihilfrechtliche Fragen im Zusammenhang mit dem Empfängerkreis von öffentlichem Eigenkapital, denn im Fall einer *Sale-and-Lease-Back*-Lösung geht die Initiative zur Auslagerung vom Energieversorger selbst aus. Der Ansatz eignet sich zudem für Bündelung von Investitionsvorhaben und ist damit attraktiv, um neben dem Staat auch größere private Investoren einzubinden.⁸ Die Möglichkeiten der Bündelung und das Zusammenspiel aus öffentlicher und privater Finanzierung wird im Folgeabschnitt weiter diskutiert.

3. Umsetzungsvehikel und Bündelung von Finanzierung

Um Eigen- und Fremdkapital effizient und in der notwendigen Größenordnung bereitzustellen zu können, braucht es geeignete Umsetzungsvehikel, die eine Bündelung von Kapital erlauben. Nur so lassen sich angesichts der großen Fragmentierung in der Energieversorgungslandschaft kurzfristig größere Summen mobilisieren und private Investoren sinnvoll integrieren.

Eine **landes- oder bundeseigene Gesellschaft** könnte eine Vielzahl von Projektgesellschaften integrieren, die jeweils bestimmte Bestandteile des Netzausbaus, deren Finanzierung durch die Bestandsgesellschafter nicht bereitgestellt werden kann, nach dem *Sale-and-Lease-Back*-Prinzip an die betreffenden Energieversorgungsunternehmen verpachten. Damit kann sie als „Auffanggesellschaft für Netzassets dienen, die nicht durch die EVU finanziert werden können“ (BET, 2025). Eine solche Gesellschaft eignet sich auch gut, um private Investoren einzubinden. Zudem könnten

Anteile an dieser Gesellschaft verbrieft und gehandelt werden, was die Attraktivität für Investoren zusätzlich erhöhen würde, da diese Beteiligungen dann flexibel zu- und verkaufen könnten. In diesem Fall müssten Ratingagenturen die Risikoprofile bewerten. Wo dies nicht möglich ist, ist der Einsatz staatlicher Garantien denkbar. Abbildung 31 illustriert die Bündelung und Finanzierung von Projektgesellschaften unter dem Dach einer Auffanggesellschaft.

Das Verhältnis zwischen öffentlicher und privater Finanzierung ist dabei abzuwägen. Einerseits liegen die öffentlichen Refinanzierungskosten deutlich unter den Renditeansprüchen privater Investoren. Zudem könnten die erzielten Renditen zur Stabilisierung von Netzentgelten verwendet werden. Dies spräche dafür, eine solches Vehikel überwiegend öffentlich zu finanzieren. Andererseits wird oft angeführt, dass auch die öffentliche Bilanz im Kontext der geopolitischen Entwicklungen und den damit verbundenen Ausgabenbedarfen an Grenzen kommt. Vor dem Hintergrund des Bedarfs an Eigenkapital durch neue Gesellschafter von nur knapp 12 Milliarden Euro bis 2035 scheint dieses Argument jedoch weniger relevant. Eine Bündelung von Projekten und die Beteiligung des Staates als nachrangigem Gesellschafter dürfte die Renditeansprüche privater Investoren jedoch bereits merklich reduzieren. Eine teilweise Öffnung für private Investoren erscheint deshalb sinnvoll, insbesondere für Fremdkapital, das neben Eigenkapital ebenfalls durch eine Übergesellschaft bereitgestellt werden könnte.

Die Bundesregierung möchte im Rahmen ihrer Investitionsoffensive im Laufe der Legislatur private Kapitalgeber über ein Fondsmodell stärker einbinden. Im Koalitionsvertrag heißt es: „Wir werden einen Deutschlandfonds einrichten. Dieser ist das Dach, unter dem wir die Kraft der privaten Finanzmärkte mit dem langfristig strategischen Vorgehen des Investors Staat verbinden.“ (KoalV, 2025). Insgesamt will der Bund mindestens 10 Milliarden Euro einsetzen und den Fonds mithilfe von privatem Kapital und Absicherungen auf 100 Milliarden Euro aufstocken lassen. Das Geld soll zwar vor allem bei

⁸ Das Risiko höherer privater Renditen wird für Strom- und Gasnetze dadurch begrenzt, dass die Pacht zwar in die Erlösobergrenze eingeht, sie dabei aber den Anforderungen der Regulierung und dem Effizienzvergleich unterliegt.



Handlungsempfehlung: (Begrenzte) Potenziale der Thesaurierung nutzen

Geringere Ausschüttungsquoten und somit ein höheres Reinvestieren von Gewinnen (Thesaurierung) können die Innenfinanzierungskraft eines Energieversorgungsunternehmens stärken – doch diesem Hebel sind durch die Präferenzen der Eigentümer Grenzen gesetzt. Behutsame Mindestanforderungen an Thesaurierungsraten bei Nutzung anderer Instrumente, zum Beispiel staatlichen Kreditgarantien, könnten die Innenfinanzierungsfähigkeit betreffender Energieversorger moderat stärken.

Unsere Simulation zeigt: Der Eigenkapitalzuschussbedarf reagiert nur eingeschränkt auf eine höhere Innenfinanzierung. Sogar bei höherer Eigenkapitalverzinsung und geringeren Ausschüttungsquoten verbleibt für den Zeitraum bis 2035 insgesamt ein Eigenkapitalzuschussbedarf von 46 Milliarden Euro. Die Wahrung vertretbarer Renditen zur Vermeidung übermäßiger Verbraucherbelastungen sowie die realistisch erreichbaren Thesaurierungsraten setzen diesem Potenzial enge Grenzen.

Finanzierungslücken im Bereich des Wachstums- und Innovationskapitals eingesetzt werden, an anderer Stelle ist jedoch auch von einer Prüfung strategischer Beteiligungen im Energiesektor die Rede.

Die in diesem Kapitel bislang diskutierten Fremdkapitalgarantien für deutsche Energieversorger sowie landes- und bundeseigene Gesellschaften zur Bereitstellung von Eigen- und Fremdkapital – an denen private Investoren als Anteilseigner und Fremdkapitalgeber beteiligt werden – ließen sich unter dem Dach eines solchen Deutschlandfonds gut abbilden.

4. Innenfinanzierung

Geringere Ausschüttungsraten können den Bedarf der Energieversorgungsunternehmen an frischem Eigen- und Fremdkapital reduzieren, weil mehr Geld im Unternehmen selbst verbleibt – eine solche Einbehaltung von Gewinnen zur Reinvestierung wird Thesaurierung genannt. Die Potenziale zur Ausweitung der Thesaurierung bei den Energieversorgern sind aufgrund der Finanzlage zahlreicher kommunaler Gesellschafter jedoch sehr begrenzt.

Ausschüttungspolitik und Dividendenerwartung der Gesellschafter

Der Beitrag höherer Thesaurierungsraten zur Deckung der Eigenkapitalbedarfe ist durch zwei Dynamiken begrenzt: Erstens erwarten Eigentümer privater Energieversorger attraktive Ausschüttungen, weshalb die Ausschüttungsraten hier im Schnitt über denen der öffentlichen Netzbetreiber liegen. Gleichzeitig dürfte das Potenzial dieses Hebels aufgrund der spezifischen Präferenzen zu Investitionshorizonten von Anteilseignern privater Unternehmen begrenzt sein. In Kombination mit anderen Instrumenten ist jedoch denkbar, Mindestanforderungen an Thesaurierungsraten zu stellen.

Zweitens hat ein großer Teil jener Energieversorger, die ganz oder überwiegend im Besitz von Kommunen sind, deutlich weniger Spielräume beim Ausschüttungsverzicht. Im Schnitt liegen die Ausschüttungsraten hier bereits deutlich unter denen privater Unternehmen. Hinzu kommt, wie in Kapitel 2.3 ausgeführt, dass die Einnahmen der Stadtwerke oft zentrale Elemente der kommunalen Daseinsvorsorge querfinanzieren, weshalb auch von dieser Seite her einer Thesaurierung enge Grenzen gesetzt sind.

Anhang: Annahmen der Sensitivitäten

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die den Berechnungen zugrunde liegenden Parameter zur Ausschüttungs- und Fremdkapitalquote der deutschen Energieversorgungsunternehmen. Beide Parameter wurden clusterspezifisch festgelegt. Für die Zeit bis einschließlich 2021 galten sie als gegeben: Die Fremdkapitalquoten wurden aus der Auswertung der Unternehmensbilanzen 2021 abgeleitet, die Ausschüttungsquoten stammten aus einer stichprobenartigen Untersuchung der Ausschüttungspolitik Energieversorgungsunternehmen. Dadurch ergaben sich teils deutliche Unterschiede zwischen den Clustern.

Um den erwarteten Infrastrukturrückbau in der Gasparte abzubilden, galt darüber hinaus die Annahme, dass die Ausschüttungsquote hier um 10 Prozentpunkte höher läge als bei Strom und Wärme. Für die Sparte Wärme wurde wegen des höheren Investitionsrisikos wiederum eine um 10 Prozentpunkte niedrigere Fremdkapitalquote unterstellt. Ferner wurde eine maximal nachhaltige Fremdkapitalquote von 80 Prozent der Bilanzsumme für die Sparten Strom und Gas sowie von maximal 70 Prozent für Wärme festgelegt. Für die Betrachtung des Zeitraums ab 2021 wurde die historische Ausschüttungsquote in den *Base-Case*-Berechnungen nicht angepasst. Die Fremdkapitalquote wurde, falls sie historisch unter 60 Prozent der Bilanzsumme lag, auf 60 Prozent für Strom und Gas beziehungsweise auf 50 Prozent für Wärme angehoben. Dies sollte dem Umstand Rechnung tragen, dass die Bundesnetzagentur mit der aktuell gültigen Regulierung eine maximale Eigenkapitalquote von 40 Prozent incentiviert.

Bei der Berechnung der Sensitivitäten wurden drei Szenarien untersucht, die den Einfluss von Veränderungen der Fremdkapital- und der Ausschüttungsquote auf den Eigenkapitalbedarf simulieren. Die jeweiligen Werte sind Tabelle 1 zu entnehmen.

Für Sensitivität 1 wurde grundsätzlich eine Steigerung der Fremdkapitalquote um 20 Prozentpunkte, höchstens allerdings auf 80 Prozent angenommen (für Wärme maximal 70 Prozent). Eine Ausnahme stellte das Cluster der kleinen, hochverschuldeten Stadtwerke dar. Aufgrund der bereits über 80 Prozent liegenden Fremdkapitalquote wurde generell eine Absenkung auf 80 Prozent angenommen. Für Sensitivität 2 war bei diesem Cluster abweichend zur generellen Steigerung der Fremdkapitalquote eine unveränderte Fremdkapitalquote anzunehmen.

Für Sensitivität 2 wurde eine Absenkung der Ausschüttungsquote um 20 Prozentpunkte simuliert, jedoch maximal bis auf 0 Prozent. Ein solcher Wert trat konkret im Cluster der kleinen, wohlhabenden Stadtwerke auf: Da deren Ausschüttungsquote bereits bei durchschnittlich 10 Prozent lag, wurde hier eine vollständige Absenkung auf 0 Prozent angenommen, was einer maximalen Innenfinanzierung von 100 Prozent entspricht.

Sensitivität 3 kombinierte beide Änderungen. Die historischen Parameter (für die Berechnungen vor 2021) blieben dabei unverändert.

Annahmen für die Sensitivitäten

→ Tabelle 1

Sensitivitäten	
Sensitivität 1	Höhere Fremdkapital-Quote (Ausnahme: kleine, hochverschuldeten Stadtwerke, hier unveränderte Fremdkapital-Quote)
Sensitivität 2	Höhere Innenfinanzierung (niedrigere Gewinnausschüttung)
Sensitivität 3	Kombination der Sensitivitäten 1 und 2: Höhere Fremdkapital-Quote und höhere Innenfinanzierung (Ausnahme: kleine, hochverschuldeten Stadtwerke, hier unveränderte Fremdkapital-Quote)

→ weiter auf nächster Seite

Kleine, klassische Stadtwerke																						
	Strom				Gas				Wärme													
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3										
Szenario-Parameter post-2021																						
Gewinnausschüttung	77%	77%	57%	57%	80%	80%	60%	60%	77%	77%	57%	57%										
FK-Quote Schwellenwert	60%	80%	60%	80%	60%	80%	60%	80%	50%	70%	50%	70%										
Szenario-Parameter pre-2021																						
Gewinnausschüttung	77%	bleibt unverändert			80%	bleibt unverändert			77%	bleibt unverändert												
FK-Quote Schwellenwert	55%				55%				55%													
Kleine, hochverschuldete Stadtwerke																						
	Strom				Gas				Wärme													
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3										
Szenario-Parameter post-2021																						
Gewinnausschüttung	75%	75%	55%	55%	80%	80%	60%	60%	75%	75%	55%	55%										
FK-Quote Schwellenwert	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	80%	70%	70%	70%	70%										
Szenario-Parameter pre-2021																						
Gewinnausschüttung	75%	bleibt unverändert			80%	bleibt unverändert			75%	bleibt unverändert												
FK-Quote Schwellenwert	88%				88%				88%													
Kleine, wohlhabende Stadtwerke																						
	Strom				Gas				Wärme													
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3										
Szenario-Parameter post-2021																						
Gewinnausschüttung	10%	10%	0%	0%	20%	20%	0%	0%	10%	10%	0%	0%										
FK-Quote Schwellenwert	60%	80%	60%	80%	60%	80%	60%	80%	50%	70%	50%	70%										
Szenario-Parameter pre-2021																						
Gewinnausschüttung	10%	bleibt unverändert			20%	bleibt unverändert			10%	bleibt unverändert												
FK-Quote Schwellenwert	18%				18%				18%													

→ weiter auf nächster Seite

Mittlere Regionalbetreiber															
	Strom				Gas				Wärme						
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3			
Szenario-Parameter post-2021															
Gewinnausschüttung	52%	52%	32%	32%	62%	62%	42%	42%	52%	52%	32%	32%			
FK-Quote Schwellenwert	62%	80%	62%	80%	62%	80%	62%	80%	52%	70%	52%	70%			
Szenario-Parameter pre-2021															
Gewinnausschüttung	52%	bleibt unverändert		62%	bleibt unverändert		52%	bleibt unverändert							
FK-Quote Schwellenwert	62%	62%		62%	62%		62%	62%							
Mittelgroße Stadtwerke															
	Strom				Gas				Wärme						
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3			
Szenario-Parameter post-2021															
Gewinnausschüttung	41%	41%	21%	21%	51%	51%	31%	31%	41%	41%	21%	21%			
FK-Quote Schwellenwert	66%	80%	66%	80%	66%	80%	66%	80%	56%	70%	56%	70%			
Szenario-Parameter pre-2021															
Gewinnausschüttung	41%	bleibt unverändert		51%	bleibt unverändert		41%	bleibt unverändert							
FK-Quote Schwellenwert	66%	66%		66%	66%		66%	66%							
Öffentliche Energiekonzerne															
	Strom				Gas				Wärme						
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3			
Szenario-Parameter post-2021															
Gewinnausschüttung	70%	70%	50%	50%	80%	80%	60%	60%	70%	70%	50%	50%			
FK-Quote Schwellenwert	71%	80%	71%	80%	71%	80%	71%	80%	61%	70%	61%	70%			
Szenario-Parameter pre-2021															
Gewinnausschüttung	70%	bleibt unverändert		80%	bleibt unverändert		70%	bleibt unverändert							
FK-Quote Schwellenwert	71%	71%		71%	71%		71%	71%							

→ weiter auf nächster Seite

Private Energiekonzerne												
	Strom				Gas				Wärme			
	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3	Base Case	Sensitivität 1	Sensitivität 2	Sensitivität 3
<i>Szenario-Parameter post-2021</i>												
Gewinnausschüttung	73%	73%	53%	53%	80%	80%	60%	60%	73%	73%	53%	53%
FK-Quote Schwellenwert	60%	80%	60%	80%	60%	80%	60%	80%	50%	70%	50%	70%
<i>Szenario-Parameter pre-2021</i>												
Gewinnausschüttung	73%	bleibt unverändert			80%	bleibt unverändert			73%	bleibt unverändert		
FK-Quote Schwellenwert	44%				44%				44%			

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2023): Ein neuer Ordnungsrahmen für Erdgasverteilnetze. Analysen und Handlungsoptionen für eine bezahlbare und klimaziel-kompatible Transformation. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/ein-neuer-ordnungsrahmen-fuer-erdgasverteilnetze>

Agora Energiewende (2024): Investitionen für ein klimaneutrales Deutschland. Finanzbedarfe und Politikoptionen. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-30_DE_KNDE_Update/A-EW_347_KNDE_Investitionsbedarfe_WEB.pdf

Agora Energiewende (2025): Stromnetzentgelte. Gut und günstig (Studie). Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/stromnetzentgelte-gut-und-guenstig#downloads>

Agora Energiewende, Prognos AG, GEF (2024): Wärmenetze. Klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar. Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen. Online verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2023/2023-18_DE_Business_Case_Waermenetze/A-EW_335_Businesscase_Waermenetze_WEB.pdf

Agora Think Tanks, Prognos AG, Öko-Institut e.V., Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH, Universität Kassel (2024): Klimaneutrales Deutschland. Von der Zielsetzung zur Umsetzung. Vertiefung der Szenariopfade. Online verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/klimaneutrales-deutschland-szenariopfade>

BBSR – Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2025): Basisanalyse kommunaler Wärmepläne. Wege in eine dekarbonisierte Wärmeversorgung. BBSR-Analysen Kompakt, 11/25. Online verfügbar unter: https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/veroeffentlichungen/analysen-kompakt/2025/ak-11-2025-dl.pdf?__blob=publicationFile&v=3

BDEW, Deloitte und VKU (2024): Kapital für die Energiewende. Wie die Finanzierung der Energiewende gelingen kann (Positionspapier). Online verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/publikationen/kapital-fuer-die-energiewende/>

BET (2025): Gutachten zur dena-Verteilnetzstudie II. Online verfügbar unter: <https://www.bet-consulting.de/politikberatung/gutachten-dena-verteilnetzstudie-2>

BKG – Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (2024): Digitale Geodaten. Online verfügbar unter: https://sgx.geodatenzentrum.de/web_public/Datenquellen_vg_nuts.pdf

BloombergNEF (2025): Global Investment in the Energy Transition Exceeded \$2 Trillion for the First Time in 2024, According to BloombergNEF Report. Online verfügbar unter: <https://about.bnef.com/insights/finance/global-investment-in-the-energy-transition-exceeded-2-trillion-for-the-first-time-in-2024-according-to-bloombergnef-report/>

Botta, F., Dziurla, K., Grüttner, A., Rottmann, O. (2024): Transformation der kommunalen Energieversorgung. Ziele, Herausforderungen und Perspektiven der Wärmeplanung (KOWID-Studie). Online verfügbar unter: https://kowid.de/wp-content/uploads/2024/09/KOWID_TransformationKommu-naleEnergieversorgung_230924.pdf

BNetzA – Bundesnetzagentur (2025a): Finale Festlegungen im NEST-Prozess. NEST-Paket der Bundesnetzagentur ist ausgewogen und zukunftsorientiert. Online verfügbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Energiewirtschaft/Dokumente/25-10-29_BNetzA_Finale_%C3%84nderungen_NEST.pdf

BNetzA – Bundesnetzagentur (2025b): Update. Verteilernetze bis 2045. Zustand und Ausbau 2024. Online verfügbar unter: <https://www.smard.de/page/home/topic-article/211784/215544>

Bundesvereinigung der kommunalen Spitzenverbände (2025): Prognose der Kommunalfinanzen. Online verfügbar unter: <https://www.dstgb.de/publikationen/pressemitteilungen/kommunalhaushalte-kollabieren-bislang-undenkbare-verschuldungsspirale-droht/250805-pm-bv-fachpapier-prognose.pdf?cid=1cvv>

co2online (2025): Heizspiegel 2025. Heizen mit Gas wieder deutlich teurer. Wärmepumpen seit 2022 günstiger. Online verfügbar unter: <https://www.co2online.de/presse/heizspiegel-2025-heizen-mit-gas-wieder-deutlich-teurer-waermepumpen-seit-2022-guenstiger/>

dena – Deutsche Energie-Agentur (2025): dena-Verteilnetzstudie II. Weichenstellung bei Verteilnetzbetreibern für Klimaneutralität. Eine spartenübergreifende Perspektive. Online verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/dena-verteilnetzstudie-ii/>

Döring, T., Wohltmann, M. (2025): Massive Krise der Kommunalfinanzen. Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik, 105(8), 583–590. Online verfügbar unter: <https://www.wirtschaftsdienst.eu/inhalt/jahr/2025/heft/8/beitrag/massive-krise-der-kommunalfinanzen.html>

EWI –Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2024): Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045. Online verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/abschaetzung-der-netzausbaukosten-und-die-resultierenden-netzentgelte-fuer-baden-wuerttemberg-und-deutschland-zum-jahr-2045/>

EFRE Thüringen – Europäischer Fonds für regionale Entwicklung (2016): Sensibilisierungspapier. Staatliche Garantien. Online verfügbar unter: https://www.efre-thueringen.de/fileadmin/user_upload/PDF/Downloads/Beihilfe/sensibilisierungspapier__4__staatliche_garantiesysteme_-_18.2.16.pdf

Europäische Kommission (2016): Bekanntmachung der Kommission zum Begriff der staatlichen Beihilfe im Sinne des Artikels 107 Absatz 1 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (2016/C 262/01). Online verfügbar unter: [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016XC0719\(05\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52016XC0719(05))

FOES – Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. (2022): Die Rolle des Erdgasgeschäfts von Stadtwerken für die kommunale Daseinsvorsorge. Eine Fallstudienanalyse (Analyse 11/2022). Online verfügbar unter: https://foes.de/publikationen/2022/2022-11_FOES_Stadtwerke_Analyse.pdf

Fraunhofer ISI – Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung, Consentec, ifeu – Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Technische Universität Berlin (2024): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland (Langfristszenarien 3). Orientierungsszenarien. Modul Stromnetze. Online verfügbar unter: <https://langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/>

Freier, R., Geißler, R., Raffer, C., Scheller, H. (2025): Kommunaler Finanzreport 2025. Knappe Kassen, große Aufgaben. Online verfügbar unter: <https://repository.difu.de/items/f86f0781-9a93-4273-ae76-59b421be4c54>

Garske, B. (2025): Haushaltsrecht und Haushalt grundsätze zuerst! Fehlende Liquidität, Eigenkapitalverzehr und Belastungsverschiebungen in den Kommunen Nordrhein-Westfalens. Eine Wette auf die Zukunft? JOEFIN – Jahrbuch für öffentliche Finanzen, 1(1), 441–455. Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.35998/joefin-2025-0013>

Hesse, M., Bender, C., Starke, T., Lenk, T. (2024): Strukturelle Stärkung der kommunalen Investitionsfähigkeit, Teil 2. Die fiskalischen Transmissionskanäle unter dem Brennglas (KOMKIS Position 5). Online verfügbar unter: <https://www.wifa.org>

uni-leipzig.de/fileadmin/Fakult%C3%A4t_Wifa/Institut_f%C3%BCr_B6ffentliche_Finanzen_und_Public_Management/Komkis/025_KOMKIS_Analyse_-_Strukturelle_St%C3%A4rkung_der_kommunalen_Investitionsf%C3%A4higkeit_-_Teil_2.pdf

IMK – Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (2024): Ausbau der Stromnetze. Investitionsbedarfe (IMK Study 97). Online verfügbar unter: https://www.imk-boeckler.de/de/faust-detail.htm?sync_id=HBS-009011

Inan, M., Gassen, N., Steitz, J. (2025): Hintergrundpapier und Methodik zur Cashflow-Analyse von Energieversorgungsunternehmen. Online verfügbar unter: <https://dezernatzukunft.org/veroeffentlichungen/archiv-seite-des-dezernats-zukunft/>

Infas360 (2025): Konzessionsdaten der Energieversorgungsunternehmen (unveröffentlicht).

KfW Research (2025): Zur Perspektive von Sustainable Finance und Nachhaltigkeitsberichterstattung auf kommunaler Ebene (KfW Research – Fokus Volkswirtschaft 514). Online verfügbar unter: <https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-2025/Fokus-Nr.-514-September-2025-Sustainable-Finance.pdf>

Kühl, D. C., Scheller, D. H. (2024): „Gemeinschaftsaufgabe kommunaler Klimaschutz“ Machbarkeitsstudie. Online verfügbar unter: <https://www.zukunftsnetz-mobilitaet.nrw.de/media/2024/4/30/8426fa-665de3c8f35a8cf45567f7cf66/difu-machbarkeitsstudie-ga-klimaschutz-2024.pdf>

Landtag Brandenburg (2025): Drucksache 8/1126. Antwort der Landesregierung auf die Kleine Anfrage Nr. 415 des Abgeordneten Andreas Noack (SPD-Fraktion), Drucksache 8/950. Online verfügbar unter: <https://polit-x.de/de/documents/21258309/deutschland/bundeslander/brandenburg/landtag/dokumente/antwort-2025-06-13-kommunale-jahresabschlusse-garant-fur-zielgerichtete-und-realitaetsnahe-haushaltsplanung>

Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur. Online verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

Preistransparenzplattform für Fernwärme (AGFW, BDEW, VKU). Online verfügbar unter: <https://www.waermepreise.info/>

PwC (2025): Wie lässt sich die Energie- und Wärme wende finanzieren? Finanzierungsbedarf aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen. Die Studie wurde im Auftrag der KfW Bankengruppe erstellt. Online verfügbar unter: https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/News-Details_869184.html

Raffer, C., Scheller, H. (2025): Kommunale Grundfinanzierung. Für starke Kommunen und gerechte Lebensverhältnisse. Online verfügbar unter: <https://www.fes.de/themenportal-flucht-migration-integration/artikelseite-flucht-migration-integration/kommunale-grundfinanzierung>

Raffer, C., Scheller, H., von Zahn, F. (2025): KfW-Kommunalpanel 2025. Online verfügbar unter: https://www.kfw.de/%C3%9Cber-die-KfW/Newsroom/Aktuelles/News-Details_855744.html

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2022): Fläche und Bevölkerung nach Ländern. Online verfügbar unter: <https://www.statistikportal.de/de/bevoelkerung/flaeche-und-bevoelkerung>

Statistische Ämter des Bundes und der Länder (2023): Integrierte Schulden der Gemeinden und Gemeindeverbände. Online verfügbar unter: <https://www.statistikportal.de/de/veroeffentlichungen/integrierte-schulden-der-gemeinden-und-gemeindeverbände>

Statistisches Bundesamt (2025a): Pro-Kopf-Ver schuldung steigt im Jahr 2024 auf über 30.000 Euro [Dataset] (Pressemitteilung Nr. 275 vom 29. Juli 2025). Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/07/PD25_275_713.html

Statistisches Bundesamt (2025b): Öffentliches Finanzierungsdefizit im 1. Halbjahr 2025 bei 58,5 Milliarden Euro [Dataset] Pressemitteilung Nr. 361 vom 7. Oktober 2025. Online verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/10/PD25_361_711.html

Verteilnetzbetreiber (2024): Netzausbaupläne. Online verfügbar unter: <https://www.vnbdigital.de/>

VKU –Verband kommunaler Unternehmen (2021): Positionierung von Stadtwerken im Endkundenmarkt 4.0. Leitfaden für eine strategische Positionierung im Vertrieb. Online verfügbar unter: <https://www.vku.de/positionierung-von-stadtwerken-im-endkundenmarkt-40/>

VKU –Verband kommunaler Unternehmen (2025): Mit vereinten Kräften. Gezielte Kooperationen als Erfolgshebel der Energiewende. Online verfügbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Presse/2025-08-01_FINAL_Studie_Mit-vereinten-Kräften.pdf

VKU –Verband kommunaler Unternehmen, PwC (2024): VKU-Umfrage. Finanzierung der Transformation zur Klimaneutralität. Online verfügbar unter: https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Themen/Finanzen_und_Steuern/240531_VKU_Umfrage_Finanzierung.pdf

WIBank (2025): Energiewende: 1 Milliarde für den Ausbau der Energienetze in den Kommunen. Online verfügbar unter: <https://www.wibank.de/wibank/diewibank/presse/energiewende-1-milliarde-fuer-den-ausbau-der-energienetze-in-den-kommunen-682906>

Publikationen von Agora Energiewende

Auf Deutsch

Effiziente Energiewende

Vier Hebel für Resilienz und Klimaschutz

Soziale Wärmewende

Wie Wohngebäude sozialverträglich klimaneutral werden

Stromnetzentgelte – gut und günstig

Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen

Factsheet Investitionen für den Klimaschutz

Eine Einordnung zur öffentlichen Mittelverwendung

Erneuerbare Energien senken Strompreise unabhängig von der Nachfrage

Eine Analyse der Effekte des geplanten Ausbaus von Wind- und Solarenergie bis 2030 auf die Strompreise sowie der Auswirkungen auf die Förderkosten über das EEG-Konto

Factsheet EU-Klimaziele

Eine Einordnung zur europäischen Klimaschutzverordnung (Effort Sharing Regulation)

Lokale Strompreise

Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt

Kurs auf Zielerreichung

Weichenstellungen für die Klima- und Energiepolitik der 21. Legislaturperiode

Factsheet Grüngasquote

Einordnung für die 21. Legislaturperiode

Factsheets Klima und Energie

Einordnung für die 21. Legislaturperiode

Ein neues Investitionsinstrument für Wind- und Solaranlagen

Wie marktliche Anreize und staatliche Absicherung den Weg in ein klimaneutrales Stromsystem ebnen können

Die Energiewende in Deutschland: Stand der Dinge 2024

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2025

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Publikationen von Agora Energiewende

Auf English

Designing energy infrastructure for a climate-neutral Europe

Solutions for cost-effective system development

Local electricity prices in Germany (Summary)

How integrating grid realities into the electricity market saves costs

Europe's energy security on the path to climate neutrality

Devising a resilience strategy for the mid-transition

A socially just heat transition

How residential buildings in Germany can become climate neutral

A new investment instrument for onshore wind and solar PV

How market incentives and state guarantees can pave the way to a climate-neutral electricity system in Germany

Making the most of green electricity

Key principles for identifying flexibility gaps in the power system

Climate-neutral Germany (Study)

From target-setting to implementation

The carbon price for buildings and road transport

A concept for the transition from national to EU emissions trading

Boosting the clean heat market

A policy for guiding the transition of the EU heating industry

Climate-neutral Germany (Executive Summary)

From target-setting to implementation

Enabling a just coal transition in Kazakhstan

Opportunities, challenges and strategic pathways

Investing in the Green Deal

How to increase the impact and ensure continuity of EU climate funding

Publikationsdetails

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Korrektorat/Lektorat: Jürgen Schreiber | Textkuss

Satz: Anja Werner

Titelfoto: Sebastian Boblist/Wirestock Creators |
Adobe Stock

386/11-A-2025/DE

Version 1.0, Dezember 2025



Unter diesem QR-Code steht
diese Publikation als PDF zum
Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert
unter CC-BY-NC-SA 4.0.